

# **Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC 61400-12-1**

**JOÃO TIAGO DA SILVA MOURA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA

À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM 23/07/2014

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

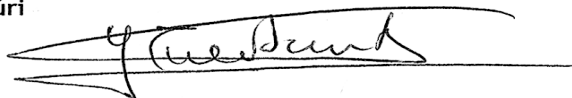


A Dissertação intitulada

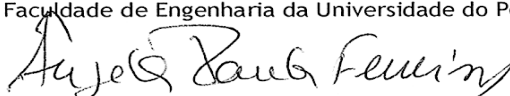
**“Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da  
Norma IEC61400-12-1”**

foi aprovada em provas realizadas em 23-07-2014

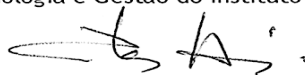
o júri



Presidente **Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Professora Doutora Ângela Paula Barbosa da Silva Ferreira**  
Professor Adjunto do Departamento de Eletrotecnia da Escola Superior de  
Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança



**Professor Doutor Carlos Manuel de Araújo Sá**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - João Tiago da Silva Moura**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

## Resumo

O presente relatório faz parte integrante da unidade curricular “Dissertação” (DISS), do 5º ano do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, ramo de Energia.

Este relatório traduz o trabalho realizado durante os quatro meses que estagiei na empresa Megajoule - Consultoria em Energia Renováveis, S.A., nomeadamente na sua sede na Maia. O perfil da empresa segue no Anexo A.

Atualmente, a medida do desempenho das turbinas eólicas através da correspondente curva de potência segue a norma internacional IEC 61400-12-1: 2005 Ed. 1.0, válida até 2014 e destinada a “*Power performance measurements of electricity producing wind turbines*”. No entanto, um novo *draft* da norma, ainda na forma de CD - *committee draft* e destinado à futura 2ª edição da IEC 61400-12-1, esteve em circulação até ao dia 01/11/2013 com o objetivo de ser analisado e comentado de modo a definir uma versão definitiva.

A Megajoule utiliza a norma vigente, mas tem por objetivo de curto prazo e assim que seja publicada a nova edição da norma, adaptar em conformidade os métodos de medição da curva de potência das turbinas eólicas. A principal motivação da minha presença na Megajoule foi a de analisar e comentar o *draft* da norma, comparando-a com a sua versão atual.

O estágio a que se refere o presente documento teve também como objetivo a integração no mundo do trabalho, o enriquecimento do conhecimento e os próprios modos de trabalho.



## **Abstract**

*The present report is an integral part of the curricular unit “Dissertation”, 5<sup>th</sup> year of the MSc in Electrical and Computer Engineering, branch Energy.*

*This report represents the work done during four-month internship at MegaJoule headquarters, in Maia. The establishment of the company follows in Annex A.*

*Currently, the measurement of the wind turbine power curve performance follows the International Standard IEC 61400-12-1, published in 2005 Ed 1.0, valid until 2014. However, a new draft of the standard, 2nd edition of IEC 61400-12-1, yet on CD-Committee Draft, had been in circulation until the day 11/01/2013 in order to be analyzed and discussed in order to define a final version.*

*Megajoule uses the actual International standard but aims to change to the new draft as soon as the new standard is published, and refit the measuring of power curve wind turbines to the new standard. The main motive for my presence in Megajoules is to analyze and to comment the draft, comparing the differences between the draft and the standard.*

*The internship also had goals beyond the mentioned above, the integration in the working world, knowledge enrichment and modes of work.*



*“Estamos na situação de uma criancinha que entra em uma grande biblioteca, repleta de livros em muitas línguas. A criança sabe que alguém deve ter escrito aqueles livros, mas não sabe como. Não compreende as línguas em que foram escritos. Tem uma pálida suspeita de que a disposição dos livros obedece a uma ordem misteriosa, mas não sabe qual ela é”.*

*Albert Einstein*





## Agradecimentos

Aqui gostaria de deixar umas palavras de apreço a todos aqueles que de alguma forma contribuíram durante a realização deste trabalho e me acompanharam durante o meu percurso académico, sentindo que muitas vezes as palavras não fazem jus ao sentimento de gratidão que possuo por essas pessoas. Por essa razão, desejo expressar os meus sinceros agradecimentos:

Ao Sr. Eng. Carlos Manuel de Araújo Sá, meu orientador, pela competência científica e acompanhamento do trabalho, pela disponibilidade e generosidade reveladas ao longo do trabalho, assim como pelas críticas, correções e sugestões relevantes feitas durante a orientação.

Ao Sr. Eng. Paulo Pinto, meu co-orientador na Megajoule, por me colocar o desafio do tema da dissertação, pela competência científica e orientação dada, pela inesgotável disponibilidade e atenção prestada, bem como por todo o conhecimento partilhado durante este período.

Ao Sr. Eng. Luís Carvalho, *Team Leader* na Megajoule, pela tremenda simpatia, pela inesgotável disponibilidade e pela competência científica e orientação dada.

A todos os colaboradores da Megajoule, pela inigualável simpatia, pelo excelente ambiente de trabalho que proporcionam e pela competência científica e orientação dada.

Aos meus pais, João e Ana Moura e ao meu irmão, Rafael Moura, por todo o apoio, pela confiança, pelo esforço, pelo amor e carinho mostrados ao longo de todos estes anos. A eles lhes dedico esta meta, porque foram eles que sempre me inspiraram a alcançá-la. Agradeço também pelos valores que me transmitiram, pela motivação e compreensão nos momentos mais difíceis e pelo reconhecimento nos momentos de sucesso.

A todos os meus amigos que me acompanharam neste percurso académico, sobretudo ao José Queirós e ao Carlos Queirós, bem como a todos aqueles que cresceram a meu lado e com os quais partilho uma longa e forte amizade, são eles a Teresa Ribeiro, Liliana Medeiros, Ana Pereira, Andre Rua, Daniel Santos, Tiago Serafim e Pedro Miguel.

João Tiago da Silva Moura



# Conteúdo

<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 Motivação e Objetivos .....	1
1.2 Estrutura da Dissertação .....	1
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>3</b>
Projeto Eólico .....	3
2.1 Parque Eólico.....	3
2.2 Estudo do vento.....	5
2.3 Sistema eólico.....	6
2.4 Tipos de Rotores .....	7
2.5 Curvas Caraterísticas de uma Turbina Eólica.....	8
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>12</b>
Garantias de Desempenho .....	12
3.1 Causas para uma produção de energia insatisfatória .....	13
3.2 Metodologias de Garantia .....	14
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>21</b>
IEC Normas Internacionais .....	21
4.1 Objetivo .....	21
4.2 Propósito e série de normas IEC 61400 .....	21
4.3 O conjunto IEC 61400-12-x.....	22
4.4 A IEC 61400-12-1.....	22
4.5 A futura edição da IEC 61400-12-1 .....	27
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>31</b>
Comparação entre a IEC 61400-12-1 atual e o <i>draft</i> para revisão da mesma. ....	31
5.1 Estrutura dos documentos .....	31
5.2 Termos e definições.....	32
5.3 Preparação para o ensaio de desempenho.....	34
5.4 Equipamentos de ensaio .....	36
5.5 Procedimento de medição .....	41
5.6 Resultados derivados .....	43
5.7 Formato do relatório.....	51
5.8 Avaliação das influências causadas por turbinas eólicas e obstáculos no local de ensaio (Anexo A em ambos os documentos normativos) .....	52
5.9 Avaliação do terreno no local do ensaio (Anexo B em ambos os documentos normativos).....	54
5.10 Processo de calibração do local (Anexo C em ambos os documentos normativos) .....	55
5.11 Avaliação da incerteza da medição (Anexo D em ambos os documentos normativos).....	69
5.12 Base teórica para a determinação da incerteza nas medições, utilizando o método dos <i>bins</i> (Anexo E em ambos os documentos normativos) .....	71
5.13 Procedimentos para calibração de anemómetros em túnel de vento (Anexo F em ambos os documentos normativos).....	81
5.14 Montagem dos instrumentos no mastro de medição permanente (Anexo G em ambos os documentos normativos).....	81

5.15 Ensaio de desempenho de potência para turbinas eólicas pequenas (Anexo H em ambos os documentos normativos). ....	84
5.16 Comparação de anemómetros <i>in situ</i> (Anexo K em ambos os documentos).....	85
5.17 Aplicação da tecnologia de teledeteção (Anexo L no <i>draft</i> ) .....	85
5.18 Normalização da curva de potência medida de acordo com a intensidade da turbulência (Anexo M no <i>draft</i> ).....	91
5.19 Processos de normalização do Shear de vento (Anexo P no <i>Draft</i> ).....	97
5.20 Definição da velocidade do vento equivalente do rotor levando em consideração o <i>veer</i> de vento (Anexo Q no <i>draft</i> ) .....	99
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>101</b>
Casos de Estudo .....	101
6.1 Calibração do Local (Site Calibration, SC).....	101
6.2 SC, Curva de Potência e AEP utilizando os dois documentos .....	111
6.3 SC, curva de Potência e AEP utilizando os dois documentos normativos .....	125
6.4 Análise dos resultados e conclusões .....	128
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>130</b>
Conclusões e Trabalhos Futuros .....	130
7.1 Considerações finais.....	130
7.2 Sugestões para trabalhos futuros .....	131
<b>Referências .....</b>	<b>133</b>
<b>Anexo - Perfil da Empresa .....</b>	<b>135</b>

# Lista de figuras

Figura 2-1: Constituição de uma turbina eólica [7] .....	7
Figura 2-2: Rotor de múltiplas pás [7] .....	8
Figura 2-3: Rotor de três e duas pás [7] .....	8
Figura 2-4: Curvas de Potência de três modelos de turbinas eólicas [5] .....	11
Figura 4-1: Erro sistemático típico em curvas de potência geradas através do atual método IEC causado pela turbulência em diferentes níveis de intensidade de turbulência [10]. .....	24
Figura 4-2: Perfil vertical da velocidade do vento desde a superfície até a altura do vento geostrófico. O comprimento da rugosidade ( $z_0$ ) é a altura onde a velocidade é zero [16]. .....	25
Figura 4-3: Hastes montadas lateralmente no mastro de medição. [17] .....	29
Figura 5-1: Requisitos para a distância dos equipamentos de medição e setores de medição máximos [2] .....	35
<b>Figura 5-2:</b> Configurações das medições da velocidade do vento (X indica configurações	37
Figura 5-3: Extensão de alturas que devem ser cobertas em caso de uso da definição da velocidade do vento à altura do rotor [2]. .....	39
Figura 5-4: Extensão de alturas que devem ser cobertas em caso de uso da definição da velocidade do vento equivalente do rotor [2]. .....	40
Figura 5-5: Influência do tipo de terreno na distribuição do expoente de <i>shear</i> [11]. ....	46
Figura 5-6: Requisitos para avaliação da relevância dos obstáculos [2]. .....	53
Figura 5-7: Ilustração da área a ser avaliada, visão de topo [2]. .....	55
Figura 5-8: Requisitos para o local de ensaio: variações topográficas [2]. .....	55
Figura 5-9: <i>Flow Chart</i> da calibração do local [2]. .....	57
Figura 5-10: Tipos de Terreno [2]. .....	59
Figura 5-11: Lista de parâmetros/componentes de incerteza [2]. .....	70
Figura 5-12: Correlação entre componentes de incerteza .....	72
Figura 5-13: Lista das incertezas das categoria A e B [2]. .....	74
Figura 5-14: Correlações sugeridas para as incertezas das medições em diferentes alturas de medição [2]. .....	78

Figura 5-15: Exemplo de um anemómetro com montagem de topo e os requisitos para a montagem [2].	82
Figura 5-16: Exemplo de uma montagem alternativa, com um anemómetro primário com montagem de topo e os anemómetros de controlo posicionados lado-a-lado [2].	83
Figura 5-17: Exemplos de SODAR [13].	86
Figura 5-18: Exemplos de LIDAR [13].	86
Figura 5-19: Comparação entre AEP calculada e AEP teórica [12].	89
Figura 5-20: Desempenho da turbina eólica em diferentes situações de <i>veer</i> de vento [12].	89
Figura 5-21: Relação do <i>veer</i> de vento com a estabilidade atmosférica [12].	90
Figura 5-22: Resultados da AEP para valores de <i>shear</i> inferiores e superiores a 0,20 [12].	90
Figura 5-23: Primeira abordagem para a curva inicial de potência com turbulência zero [2].	93
Figura 5-24: Curva inicial de potência com turbulência zero ajustada (a verde) comparada com a da primeira abordagem [2].	95
Figura 5-25: Curva inicial de potência com turbulência zero ajustada (a verde), comparada com a curva final de potência com turbulência zero (a preto) [2].	95
Figura 5-26: Comparação entre <i>shear</i> de vento considerado normal ( $\alpha=0,2$ ) e um <i>shear</i> de vento considerado extremo ( $\alpha=0,8$ ) [10].	98
Figura 6-1: Resultados da Calibração do Local de acordo com a norma IEC 61400-12-1.	102
Figura 6-2: Expoente de <i>shear</i> no MP (Mastro Permanente) e MT (Mastro Temporário) ao longo do dia.	104
Figura 6-3: Expoente de <i>shear</i> no MP (Mastro permanente) e MT (Mastro temporário) durante um período noturno.	104
Figura 6-4: Expoente de <i>shear</i> no MP (Mastro Permanente) e MT (Mastro temporário) durante um período diurno.	105
Figura 6-5: Análise da relevância do <i>shear</i> no mastro de medição permanente (MP).	105
Figura 6-6: Análise da relevância do <i>shear</i> no mastro de medição temporário (MT).	106
Figura 6-7: Correlação do <i>Shear</i> durante a calibração do Local entre o MP e o MT.	106
Figura 6-8: Ensaio de convergência para o <i>bin</i> de direção de vento de 90°.	110
Figura 6-9: Expressão gráfica da curva de potência	115
Figura 6-10: Dispersão dos dados ao longo do ponto médio da curva de potência	115
Figura 6-11: Curva de Potência	121
Figura 6-12: Dispersão dos dados ao longo do secção médio da curva de potência	121

Figura 6-13: Comparação gráfica entre curvas de potência. ....	123
Figura 6-14: Resultados da AEP pela norma atual e pelo <i>draft</i> .....	124
Figura 6-15: Resultados do $C_p$ utilizando as duas metodologias.....	124
Figura 6-16: Comparação entre diferentes curvas de Potência .....	127



## Lista de tabelas

Tabela 6-1: Correções da calibração do local .....	107
Tabela 6-2: Dados em cada <i>Bin</i> de Direção de vento e <i>Bin</i> de <i>Shear</i> .....	108
Tabela 6-3: Cálculos Adicionais .....	109
Tabela 6-4: Desvio padrão e incerteza estatística da calibração do local, respetivamente. ....	109
Tabela 6-5: Ensaio de convergência .....	110
Tabela 6-6: Mudança na correção entre <i>bins</i> de direção de vento adjacentes do <i>bin</i> de direção de vento de 90°. ....	111
Tabela 6-7: Resultados da calibração do local utilizando as considerações da Norma atual. ....	112
Tabela 6-8: Dados necessários para a expressão da curva de potência .....	113
Tabela 6-9: Produção Anual de Energia .....	116
Tabela 6-10: Resultados da calibração do local. ....	117
Tabela 6-11: Desvio padrão e a incerteza global da Calibração do local, respetivamente. ....	118
Tabela 6-12: Ensaio de correlação para a regressão linear. ....	118
Tabela 6-13: Dados necessários para a expressão da curva de potência .....	119
Tabela 6-14: Produção de energia anual .....	122
Tabela 6-15: Resultados da AEP pela norma atual e pelo <i>draft</i> .....	123
Tabela 6-16: Resultados da calibração do local .....	126

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

ADJ	Adjudicatário
AEP	Produção de Energia Anual
CEI/IEC	Comissão Electrotécnica Internacional/International Electrotechnical Commission
CI	Consultor independente
CIA	Curva coeficiente de impulso axial de uma turbina eólica
CP	Curva característica de potência de uma turbina eólica
DNV	Distribuição nominal do vento
DO	Dono da obra
EC	Estação de controlo
EF	Perdas de energia por efeito de esteira
EG	Energia garantida
EP	Energia produtivo
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GD	Garantia de disponibilidade das turbinas eólicas e do parque eólico
GGP	Garantia global de produção do parque eólico
GPCP	Garantia de produção por medição da curva de potência
IC	Indemnizações compensatórias
ISO	Organização Internacional de Normalização/International Organization for Standards
LIDAR	Light Detection and Ranging
Min	minutos
PE	Parque eólico
PG	Período de garantia
PV	Período de verificação de garantias de desempenho
RI	Rede interna do parque eólico
RR	Rede recetora
SC	Calibração do local
SODAR	Sound Detection and Ranging
UT	Unidade de ensaio
Wh	watt-hora
°	grau

## Lista de símbolos

$A$	área de varrimento do rotor da turbina eólica	[m <sup>2</sup> ]
$A$	fator de escala Weibull	[m/s]
$A_i$	área do segmento $i$ th do rotor da turbina	[m <sup>2</sup> ]
$B$	pressão barométrica	[Pa]
$B_{10min}$	média da pressão do ar medida em 10 min	[Pa]
$C_{P,i}$	coeficiente de potência no $bin\ i$	
$c$	fator de sensibilidade de um parâmetro	
$c_{B,i}$	fator de sensibilidade da pressão de ar no $bin\ i$	[W/Pa]
$c_{d,i}$	fator de sensibilidade do sistema de aquisição de dados no $bin\ i$	
$c_{k,i}$	fator de sensibilidade do componente $k$ no $bin\ i$	
$c_{T,i}$	fator de sensibilidade da temperatura do ar no $bin\ i$	[W/K]
$c_{p,i}$	fator de sensibilidade da correção da densidade do ar no $bin\ i$	[Wm <sup>3</sup> /kg]
$D$	diâmetro do rotor	[m]
$D_e$	diâmetro do rotor equivalente	[m]
$D_n$	diâmetro do rotor das turbinas eólicas vizinhas em operação	[m]
$d$	diâmetro do mastro	[m]
$F(V)$	função de distribuição de probabilidade cumulativa de Rayleigh para a velocidade do vento	
$f_i$	ocorrência relativa da velocidade do vento num intervalo de velocidade do vento	
$f_{r, MM}$	fator de correção de <i>shear</i> , medido usando instrumentos montados no mastro de medição permanente	
$f_{r,RSD}$	fator de correção de <i>shear</i> , medido usando dispositivos de teledeteção	
$H$	altura correspondente à altura do rotor da turbina	[m]
$h$	altura de um obstáculo	[m]
$k$	número da classe	
$k$	fator de forma de Weibull	
$k_b$	fator de correção de bloqueio	
$k_c$	fator de calibração de túnel de vento	
$k_f$	fator de calibração de túnel de vento para outros tuneis	
$k_p$	correção de humidade para densidade	
$K_{B,t}$	sensibilidade do barómetro	[N/m <sup>2</sup> V]
$K_{B,s}$	ganho do barómetro	
$K_{B,d}$	amostragem do barómetro	
$K_{T,t}$	sensibilidade do transdutor de temperatura	[K/A]
$K_{T,d}$	amostragem do transdutor de temperatura	
$K_{p,t}$	sensibilidade do transdutor de pressão	
$K_{p,s}$	ganho do transdutor de pressão	
$K_{p,d}$	conversor de amostragem do transdutor de pressão	

*Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC61400-12-1*

$L_m$	distância entre pernas adjacentes do mastro treliçado	[m]
$L$	distância entre a turbina eólica e o equipamento de medição de vento	[m]
$L_e$	distância entre a turbina eólica ou o equipamento de medição de vento e um obstáculo	[m]
$L_n$	distância entre a turbina eólica ou o equipamento de medição de vento e uma turbina eólica vizinha e em operação	[m]
$l_h$	altura do obstáculo	[m]
$l_w$	largura do obstáculo	[m]
$M$	número de componentes de incerteza em cada <i>bin</i>	
$M_A$	número de componentes de incerteza de categoria A	
$M_B$	número de componentes de incerteza de categoria B	
$N$	número de <i>bins</i>	
$N_h$	número de horas num ano (=8760)	[h]
$N_i$	número de conjuntos de dados de 10 minutos no <i>bin</i> de direção de $i$	
$N_j$	número de conjuntos de dados de 10 minutos no <i>bin</i> de direção de $j$	
$n$	número de amostras dentro de um intervalo de amostragem	
$n_h$	é o número de alturas de medição disponíveis ( $n_{h \geq 3}$ )	
$P_0$	porosidade de um obstáculo (0 = solido; 1 = sem obstáculo)	
$P_i$	output de potência médio e normalizado no <i>bin</i> $i$	[W]
$P_n$	potência de saída normalizada	[W]
$P_{n,i,j}$	potência de saída normalizada do conjunto de dados $j$ no <i>bin</i> $i$	[W]
$P_{10min}$	potência média medida em 10 min	[W]
$P_w$	pressão do vapor	[Pa]
$R$	raio do rotor	[m]
$R_0$	constante do gás do ar seco (= 287,05)	[J/kgK]
$R_d$	distância ao centro do mastro	[m]
$R_w$	constante do gás do vapor de água (= 461,5)	[J/kgK]
$RSD$	dispositivos de teledeteção	
$r$	coeficiente de correlação	
$s$	componente de incerteza de categoria A	
$s_A$	incerteza <i>standard</i> de categoria A das series de tempo da velocidade do vento do túnel	
$s_{k,i}$	incerteza <i>standard</i> de categoria A do componente $k$ no <i>bin</i> $i$	
$s_i$	incertezas combinadas de categoria A no <i>bin</i> $i$	
$s_{P,i}$	incertezas <i>standard</i> da categoria A da potência no <i>bin</i> $i$	
$s_{a,j}$	incertezas <i>standard</i> da categoria A dos rácios de velocidade de vento no <i>bin</i> $j$	
$T$	temperatura absoluta	[K]
$TI$	intensidade de turbulência	
$T_{10min}$	medida da temperatura do ar média e absoluta em 10 min	[K]

*Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC61400-12-1*

$t$	tempo	[s]
$U_{eq}$	velocidade do vento horizontal equivalente	[m/s]
$U_h$	velocidade do vento livre à altura $h$ do obstáculo	[m/s]
$U_i$	velocidade do vento no <i>bin</i> $i$	[m/s]
$U_t$	velocidade do vento limite	[m/s]
$\vec{U}$	vetor de velocidade de vento	
$u$	componente de incerteza da categoria B	
$U_{AEP}$	incerteza standard combinada na produção anual de energia estimada	[Wh]
$U_{B,i}$	incerteza standard de categoria B da pressão do ar no <i>bin</i> $i$	[Pa]
$U_{C,i}$	incerteza standard combinada da potência no <i>bin</i> $i$	[W]
$U_i$	incertezas de categoria B combinadas no <i>bin</i> $i$	
$U_{index}$	incertezas <i>standard</i> de categoria B do parâmetro index	
$U_{k,i}$	incertezas <i>standard</i> de categoria B do componente $k$ no <i>bin</i> $i$	
$U_{P,i}$	incertezas <i>standard</i> de categoria B da potência no <i>bin</i> $i$	[W]
$U_{V,i}$	incertezas <i>standard</i> de categoria B da velocidade do vento no <i>bin</i> $i$	[m/s]
$U_{T,i}$	incertezas <i>standard</i> de categoria B da temperatura do ar no <i>bin</i> $i$	[K]
$U_{a,i,j}$	incerteza <i>standard</i> combinada da calibração do local no <i>bin</i> de velocidade de vento $i$ e na direção do vento $j$	[m/s]
$U_{\rho,i}$	incertezas <i>standard</i> de categoria B da correção da densidade do ar no <i>bin</i> $i$	[kg/m <sup>3</sup> ]
$V$	velocidade do vento	[m/s]
$V_{ave}$	média da velocidade do vento anual à altura do rotor da turbina	[m/s]
$V_i$	média da velocidade do vento normalizada no <i>bin</i> $i$	[m/s]
$V_n$	velocidade do vento normalizada	[m/s]
$V_{n,i,j}$	velocidade do vento normalizada do conjunto de dados $j$ no <i>bin</i> $i$	[m/s]
$V_{10min}$	média da velocidade do vento medida em 10 min	[m/s]
$v$	componente transversal da velocidade do vento	[m/s]
$\bar{v}$	fluxo médio da velocidade do ar	[m/s]
$V_{eq}$	velocidade do vento equivalente do rotor	[m/s]
$V_{eq,final}$	velocidade do vento equivalente medida	[m/s]
$V_{eq,MM}$	velocidade do vento equivalente baseada em medições no mastro de medição permanente	[m/s]
$V_{eq,RSD}$	velocidade do vento equivalente baseada em medições com dispositivos de teledeteção	[m/s]
$V_h$	velocidade do vento à altura do rotor da turbina	[m/s]
$V_{h,MM}$	velocidade do vento medida à altura do rotor da turbina	[m/s]
$V_{hn}$	velocidade do vento à altura do rotor da turbina normalizada para um perfil de <i>shear</i> específico	[m/s]
$V_{h,RSD}$	velocidade do vento medida à altura do rotor da turbina por dispositivos de teledeteção	[m/s]

*Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC61400-12-1*

$v_i$	velocidade do vento medida à altura $i$	[m/s]
$v_{zi}$	velocidade do vento à altura $z_i$	[m/s]
$w$	componente vertical da velocidade do vento	[m/s]
$w_i$	função de ponderação para definir desvio	
$X_k$	parâmetro médio por período de tempo pré-processado	[m/s]
$x$	distância a jusante do obstáculo ao equipamento de medição de vento ou turbina eólica	[m]
$z$	altura acima do chão	[m]
$z_i$	altura do segmento $i$ do rotor da turbina eólica	[m]
$z_0$	parâmetro de rugosidade	[m]
$a$	expoente do perfil vertical do vento ( <i>shear</i> ) da lei de potência	[°]
$\Delta U_z$	influência de um obstáculo na diferença da velocidade do vento	[m/s]
$\varepsilon_{max,i}$	desvio máximo para qualquer <i>bin</i> de velocidade do vento $i$ na extensão da velocidade de vento	[m/s]
$\theta$	setor perturbado	[°]
$k$	constante von Karman	
$\lambda$	ratio de velocidade	
$\rho$	densidade do ar	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_0$	densidade do ar permanente	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{10min}$	média da densidade do ar derivada em 10 min	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma_{P,i}$	desvio padrão dos dados da potência normalizada no <i>bin</i> $i$	[W]
$\sigma_{10min}$	desvio padrão da média do parâmetro em 10 min	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	desvio padrão das velocidades do vento longitudinal / transversal / vertical	
$\varnothing$	humidade relativa (de 0% a 100%)	
$w$	velocidade angular	[s <sup>-1</sup> ]

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação e Objetivos

Atualmente, a medida de desempenho das turbinas eólicas, através da respetiva curva de potência, segue a norma internacional IEC 61400-12-1 - *Power performance measurements of electricity producing wind turbines* [1], cuja primeira edição foi publicada em 2005 e cuja validade termina no corrente ano de 2014.

No entanto, encontra-se em preparação no Comité Técnico TC 88 da Comissão Electrotécnica Internacional uma nova edição (2ª. Edição) da mesma norma da IEC 61400-12-1, ainda na forma de CD - *Committee Draft* [2], que esteve em circulação até ao dia 01/11/2013 para efeitos de análise e recolha de comentários tendo em vista o estabelecimento de uma versão definitiva.

Na atualidade, a MEGAJOULE - Consultoria em Energia Renováveis, S.A. utiliza a 1ª edição da norma vigente, mas tem por objetivo de curto prazo, e assim que a nova edição da mesma norma seja publicada, adaptar em conformidade os métodos de medição da curva de potência de turbinas eólicas.

Daí a principal motivação da minha presença na MEGAJOULE e dos objetivos fundamentais traçados para a elaboração da presente dissertação: analisar e comentar o mencionado *draft* da segunda edição da norma IEC 61400-12-1, comparando-o criticamente com a edição atual da mesma.

Outra motivação, não menos relevante, é a compreensão teórica e prática do método de cálculo da curva de potência de uma turbina eólica, utilizando para isso a normativa atual [1] e os pressupostos presentes no *draft* da norma [2].

### 1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação pretende fornecer ao leitor um conhecimento pormenorizado das principais diferenças técnicas encontradas entre a 1ª. Edição (2005) da norma internacional IEC 61400-12-1 - *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, em

vigor, e o *draft* para a 2ª. Edição da mesma norma, ainda em fase de elaboração no TC 88 da Comissão Electrotécnica Internacional.

Assim e logo após este capítulo introdutório, no capítulo 2 da presente dissertação é feito um enquadramento teórico no tema da energia eólica. Para o efeito, é abordado o conceito de parque eólico e enumeradas as tarefas levadas a cabo nas fases de projeto e de execução do mesmo; é também explicada a importância do estudo do vento para a seleção do local de implantação do parque eólico; são ainda apresentados os vários componentes que integram um sistema eólico e que devem funcionar corretamente de modo a que o seu rendimento final seja o maior possível; descrevem-se também os tipos de rotores que um sistema eólico pode apresentar e, por fim, é introduzido o conceito de curva de potência da turbina eólica, bem como os princípios de conversão de energia verificados numa turbina eólica.

Por sua vez, no capítulo 3 são apresentadas metodologias de avaliação do desempenho de um parque eólico, já que sem essa verificação permanece uma grande incerteza sobre as possíveis origens para eventuais falhas da produção de energia elétrica, especialmente durante os períodos com potencial eólico abaixo da média. São ainda enumeradas as principais causas para uma produção de energia insatisfatória e analisadas três modalidades de garantia de desempenho.

Já no capítulo 4 é apresentada a série normativa IEC 6140, que diz respeito às turbinas eólicas. São enumeradas algumas limitações encontradas na edição atual (1ª. Edição, 2005) da norma IEC 61400-12-1 e, comparativamente, abordados alguns desenvolvimentos presentes no *draft* da sua nova edição (2ª. Edição).

No capítulo 5 são analisadas as principais diferenças entre os dois mencionados documentos - primeira e segunda edição da norma internacional IEC 61400-12-1, daqui por diante referidos abreviadamente como “norma atual” e como “*draft*” - de modo a facilitar a sua compreensão e implementação futura.

Desta feita, no capítulo 6 são apresentados vários casos de estudo, neles incluindo os resultados do cálculo da Calibração do Local, do cálculo da Curva de Potência e da Produção de Energia Anual, aplicando para isso as considerações presentes nos dois documentos. Os procedimentos de cálculo realizados são alvo de uma descrição pormenorizada tendo em vista apoiar, no futuro, a sua aplicação continuada.

Por fim, no capítulo 7 são retiradas as conclusões sobre a informação apresentada nesta dissertação e expostos possíveis trabalhos futuros dentro deste tema.



# Capítulo 2

## Projeto Eólico

### 2.1 Parque Eólico

Para o desenvolvimento de um parque eólico é necessário realizar um conjunto de tarefas que podem ser reunidas em quatro grandes grupos [5]:

1. Estudos
2. Projeto
3. Construção
4. Operação

Os estudos preliminares são normalmente o início da fase de estudos. Estes permitem definir a localização e o potencial eólico no local. Mais detalhadamente, pode-se enumerar um conjunto de elementos analisados durante a fase de Estudo:

- Avaliação preliminar do recurso eólico, que permite revelar a existência ou não de um regime de ventos aproveitável do ponto de vista energético;
- Identificação de restrições de cariz ambiental, patrimonial ou do ordenamento do território;
- Propriedades e complexidade do terreno, e.g. rugosidade;
- Avaliação da possibilidade da conexão à rede elétrica;
- Tipo de acessos.

Com o potencial eólico e área definidos, o próximo passo é a elaboração do projeto de *Micrositing*. Entende-se por *Micrositing* a consideração de um conjunto de fatores relativos ao fluxo de vento, terreno, equipamentos, problemas ambientais e impacto visual. A maximização da produção é o fator mais importante, mas se a estética do projeto não estiver de acordo com imposições normativas, o projeto pode ser reprovado na fase de licenciamento. Para maximizar a produção, deve ser dada uma atenção especial às direções de vento predominantes, isto é, direções de vento onde as características do mesmo são ideais para obter uma máxima produção de energia. Da mesma forma, é fundamental analisar obstruções derivadas de construções ou devidas à vegetação que possam limitar os setores de direção de vento predominantes. Perturbações no vento causadas por uma turbina eólica em outra turbina, denominado efeito de esteira, é outro fator muito importante na avaliação do *Micrositing* [3].

O resultado de todos os estudos contribuirá para a definição das características do projeto, desde a sua dimensão, passando pelo tipo de turbina eólica a instalar, até à forma de ligação do empreendimento à rede elétrica. Paralelamente a estes estudos vão sendo requisitados todos os elementos e autorizações legais necessárias para a construção do parque eólico.

A segunda etapa (Projeto) é a preparação e análise de todos os dados recolhidos.

Transversalmente a todo o desenvolvimento, é realizada uma avaliação económica que vai sendo continuamente atualizada de acordo com a definição de alguns parâmetros e com a diminuição da incerteza que lhes está associada. Quando o projeto atinge uma maturidade tal que é possível decidir acerca da sua viabilidade económica, avança-se para a “montagem” financeira (*project finance*), sendo uma parceria com a banca, normalmente, a solução encontrada para minimizar os riscos de investimento. Os principais fatores a ter em conta na avaliação económica são:

- Caracterização do potencial elétrico;
- Compra e/ou aluguer de terrenos;
- Estudo do impacto ambiental e estudos arqueológicos;
- Projeto de licenciamento dos acessos;
- Execução da obra;
- Melhoramento das vias de acesso;
- Preço das turbinas eólicas;
- Custos de operação (manutenção, reparação, etc).

Após a decisão da viabilidade económica e se tal decisão for positiva, a próxima etapa, construção do projeto, define um conjunto de tarefas levadas a cabo para tornar real o projeto eólico. São apresentadas aquelas consideradas mais importantes [5]:

- Construção das vias de acesso e das plataformas de montagem das turbinas eólicas;
- Fornecimento, montagem e ensaio das instalações elétricas;
- Fornecimento e montagem das turbinas eólicas;
- Construção da rede interna de transporte de energia, comando e comunicações;
- Construção da subestação e do edifício associado;
- Construção da linha de conexão à rede elétrica;
- Monitorização ambiental e arqueológica da construção.

A fase de operação do parque é aquela que abrange um intervalo temporal mais alargado, em média 20 anos, na medida em que representa o tempo de vida útil das turbinas eólicas. Nesta fase estão incluídas as tarefas de exploração, manutenção e conservação do parque.

## **2.2 Estudo do vento**

Para a seleção do local de implantação do parque eólico, é muito importante realizar uma estimativa das condições locais do vento. Por exemplo, se a velocidade do vento é 10% menor do que o esperado, o rendimento energético vai cair mais de 30%, o que pode rapidamente ter uma grande influência económica na rentabilidade do projeto [4]. Para além de a avaliação da velocidade do vento se basear, em geral, em dados meteorológicos, a previsão dos ventos exige também uma análise da geografia do local selecionado, ou seja, da estrutura do terreno, da rugosidade da sua superfície, bem como do tipo e tamanho dos obstáculos naturais. Além disso, quaisquer obstáculos tais como linhas de árvores, edifícios ou outras turbinas eólicas devem ser registados com precisão.

Nesta fase, deve ser consultado um especialista experiente para ajudar a determinar a forma e os métodos que serão utilizados para determinar com precisão os locais potenciais de produção de energia eólica.

Vários métodos poderão ser usados para medir, simular e avaliar as condições do vento, dependendo das condições locais, da qualidade do vento e dos dados disponíveis para a região, como as medições nas estações. Deverá ser escolhida uma metodologia adequada e deverá ser verificada a necessidade ou não de efetuar medições adicionais para confirmar as previsões iniciais.

Normalmente as características do vento são confirmadas no local com o auxílio de, pelo menos, dois mastros de medição (um no início e outro no fim do parque eólico) em locais sem obstáculos naturais relevantes. Os dados deverão ser recolhidos ininterruptamente durante pelo menos 6 meses e serem verificados regularmente [4].

Os mastros de medição são torres metálicas treliçadas, pintadas de vermelho e branco e com luzes de aviso à navegação aérea, equipadas com painéis solares e respetivas baterias. Têm um painel de controlo com recolha de dados bem como um sistema transmissor de dados por rádio ou *wifi*. Os equipamentos meteorológicos deverão ser colocados à mesma altura das futuras turbinas eólicas [4].

O equipamento deverá ser constituído por anemómetros (aparelho que serve para medir a velocidade do vento), em número de dois por mastro para se poder verificar a fiabilidade das leituras, um cata-vento (aparelho para determinação da direção do vento), um sensor de pressão atmosférica (porque a produção eólica também varia com a pressão atmosférica) e um sensor de temperatura (para verificar a eventual existência de temperaturas extremas). Em alguns casos coloca-se também um sensor de humidade (por exemplo, com humidades altas e com temperaturas negativas há probabilidade de formação de gelo nas pás das turbinas).

Os dados recolhidos são posteriormente estudados por institutos independentes (no nosso país, por exemplo a Megajoule ou o INETI, entre outros) que, juntamente com a altimetria

(com auxílio de programas de simulação do terreno em 3D), estudos no local de rugosidade do terreno e aplicações de *software* com mapas de ventos (por exemplo, o Windpro ou equivalentes) vão determinar a potencialidade eólica do local.

Se nesta fase também forem analisadas as características das turbinas eólicas a colocar, também se poderá determinar a sua posição bem como estimar a sua produção global anual. Posteriormente o fabricante das turbinas eólicas irá analisar o *layout* proposto de forma a poder garantir a produção estimada [4].

## 2.3 Sistema eólico

Um sistema eólico é constituído por vários componentes (Figura 2-1) que devem funcionar corretamente de modo a que o rendimento final seja o maior possível.

Para efeito de estudo global da conversão eólica devem ser considerados os seguintes componentes:

- **Vento:** disponibilidade energética do local destinado à instalação do sistema eólico.
- **Turnina (Rotor):** responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação.
- **Transmissão e Caixa Multiplicadora:** responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo veio do rotor ao gerador. Algumas turbinas eólicas não utilizam este componente; nesse caso, o veio do rotor é acoplado diretamente ao gerador.
- **Gerador Elétrico:** responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica.
- **Mecanismo de Controlo:** responsável pela orientação do rotor, controlo de velocidade, controlo da carga, etc.
- **Torre:** responsável por sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente.
- **Transformador:** responsável pelo acoplamento elétrico entre a turbina eólica e a rede elétrica.
- **Acessórios:** são os componentes periféricos.

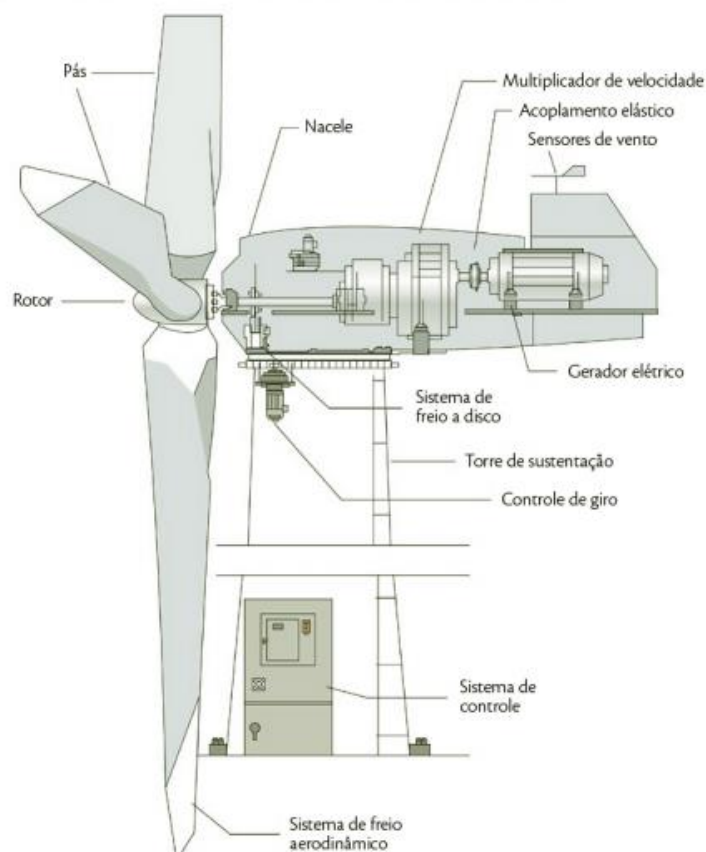


Figura 2-1: Constituição de uma turbina eólica [7]

## 2.4 Tipos de Rotores

As turbinas eólicas costumam ser classificadas pela posição do eixo do seu rotor, que pode ser vertical ou horizontal. No entanto, a referência às turbinas eólicas de eixo vertical não é relevante para este documento. A seguir, mencionam-se os principais modelos relativos às turbinas eólicas de eixo horizontal [7].

**Eixo Horizontal:** Esta disposição necessita de um mecanismo que permita o posicionamento do eixo do rotor em relação à direção do vento, para um melhor aproveitamento global, principalmente onde se verifica uma mudança frequente da direção dos ventos. Os principais modelos diferem quanto às características que definem o uso mais indicado, sendo eles:

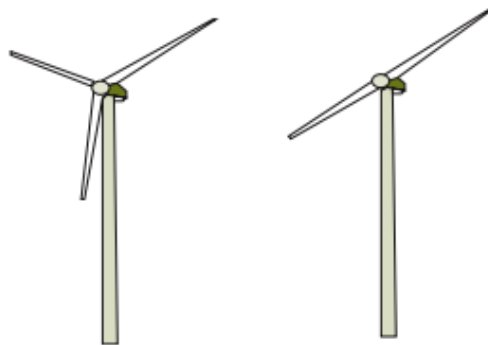
- **Rotor de múltiplas pás (Figura 2-2)** - O seu melhor rendimento encontra-se nas baixas velocidades, limitando a potência máxima extraída por área do rotor, que não é das melhores, tornando este tipo de rotor pouco indicado para a produção de energia elétrica. Com o desenvolvimento da eletrônica, os sistemas atuais podem ser facilmente projetados para uma faixa de velocidades bastante ampla e com um rendimento bastante satisfatório, passando o fator determinante a ser a potência obtida pelo rotor em relação à área

varrida, em que os modelos de duas e três pás se destacam, com um rendimento muito superior.



**Figura 2-2:** Rotor de múltiplas pás [7]

- **Rotor de duas ou três pás (Figura 2-3)** - é praticamente o padrão de rotores utilizados nas turbinas eólicas modernas, o que se deve à grande relação que existe entre a potência extraída e a área varrida pelas pás do rotor, muito superior ao rotor de múltiplas pás (embora isso ocorra preferencialmente para velocidades de vento superiores), pois além do seu rendimento máximo ser o melhor entre todos os tipos, situa-se nas velocidades mais altas.



**Figura 2-3:** Rotor de três e duas pás [7]

## 2.5 Curvas Características de uma Turbina Eólica

É aqui introduzido o conceito de curva de potência, bem como os princípios de conversão de energia de uma turbina eólica [7].

## **2.5.1 Curvas de Potência para turbinas eólicas**

O propósito global de uma turbina eólica é produzir energia elétrica a partir do vento. A quantificação desta energia é necessária, quer para a planificação financeira do projeto quer para a verificação prática do real funcionamento da turbina, por exemplo ao nível dos desempenhos mecânico e elétrico da mesma e na verificação da qualidade da potência produzida. O vento é uma entrada livre e impossível de controlar, sendo então de importância primordial controlar a estabilidade da potência de saída das turbinas eólicas. Uma integração correta nas redes de energia elétrica pressupõe um excelente método de controlar a produção de energia, em termos de qualidade, quantidade e disponibilidade. Para atingir tal controlo é necessário compreender o comportamento das turbinas eólicas e quantificá-lo. Este é o âmbito das técnicas de desempenho das turbinas eólicas.

## **2.5.2 Desempenho das turbinas Eólicas**

### **2.5.2.1        *Introdução ao desempenho em potência***

Nos últimos 30 anos foram definidas recomendações e normas para determinar o desempenho de potência das turbinas eólicas. Ao longo dos anos, a Comissão Electrotécnica Internacional (IEC) tem vindo a apresentar diferentes documentos normativos com o intuito de estabelecer uma norma internacionalmente aceite para a definição das características de desempenho de potência das turbinas eólicas. O último documento normativo desta comissão é o IEC 61400-12-1 e data do ano de 2005. Esta norma IEC dá uma boa estimacão da produção de potência através da produção de energia anual (AEP), que é de primordial importância para uma abordagem económica a todo o processo de produção baseado em energia eólica.

Em relação ao desempenho atual da produção de potência elétrica de uma turbina eólica, a curva de potência é uma ferramenta fortíssima para estimar o processo de extração de potência. Esta estimacão é realizada através da quantificação da relação entre o vento (entrada) e a potência elétrica (saída) produzida na turbina eólica. Devem ser realizadas, simultaneamente, medições da velocidade do vento e da potência de saída das turbinas eólicas. Através da aquisição destes dados, pode ser definida uma função e assim derivada uma curva bidimensional que relaciona a velocidade do vento com a potência de saída da turbina eólica. É a isto que se refere o desempenho em potência das turbinas eólicas. Tal procedimento pode, então, ser aplicado a uma turbina de modo a caracterizar o seu desempenho em potência, monitorizar o seu comportamento ao longo do tempo bem como prever a sua produção de potência.

Como a própria turbina provoca alterações no perfil de vento, designado como efeito de esteira, uma medição no rotor da mesma ou próxima da mesma não é útil, pelo menos sem correções a definir e que, muito provavelmente, irão fazer aumentar a incerteza das medições.

Normalmente a velocidade do vento no local é medida através de um mastro meteorológico com a altura do rotor da turbina, que é montado a uma certa distância da turbina eólica. Baseando-se nestas considerações é possível quantificar o desempenho de potência de uma turbina eólica.

### **2.5.2.2      Considerações teóricas**

A curva de potência de uma turbina eólica relaciona a potência elétrica que a mesma é capaz de debitar com a velocidade do vento incidente à altura do eixo do rotor da turbina eólica. Estão representados no gráfico da figura 2-4, que mostra curvas de potência, para três modelos de turbinas eólicas da mesma potência nominal estipulada, de fabricantes diferentes e que, atualmente, são referências no mercado [5].

Devido à variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor (velocidade de vento de *cut-in*), geralmente entre 2 e 4 m/s, a potência mecânica não é suficiente para vencer a inércia e por isso não é possível extrair energia.

A velocidade a partir da qual as turbinas eólicas debitam a sua potência máxima, conhecida como potência nominal, é designada por velocidade nominal. Nos exemplos apresentados esta velocidade varia entre os 13 (modelos A e B na figura 2-4) e os 14 m/s.

Por razões de segurança, a partir de uma determinada velocidade do vento (velocidade do vento de *cut-off*), a turbina é desligada. Isto porque, para aumentar a potência produzida por uma turbina eólica seria necessário um grande investimento no melhoramento da estrutura que a suporta e nos mecanismos de regulação de potência, que apenas seria aproveitado durante poucas horas do ano. O valor permanente para esta velocidade é 25 m/s, mas há turbinas que desligam ligeiramente mais cedo, como é o caso do modelo A (Figura 2-4). Os fabricantes têm vindo a desenvolver mecanismos de controlo que permitem que as turbinas continuem a funcionar até velocidades de vento superiores, da ordem de 30 a 35 m/s, funcionando com uma potência inferior à nominal e decrescente com o aumento da velocidade do vento.



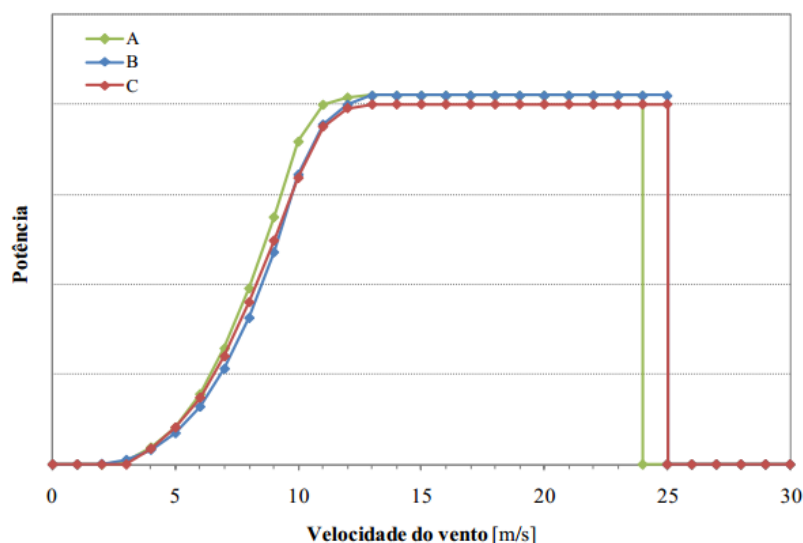


Figura 2-4: Curvas de Potência de três modelos de turbinas eólicas [5].

A potência disponível no vento não é totalmente convertida em potência elétrica pela turbina eólica. As razões são múltiplas, algumas já mencionadas anteriormente e outras, como o escoamento, pois o ar, depois de atravessar o plano das pás, sairá com velocidade não nula. A aplicação de conceitos de mecânica de fluidos permite demonstrar a existência de um máximo teórico (0,593), designado por limite de *Betz*, para o rendimento da conversão da energia cinética em energia mecânica [5].

O coeficiente de potência de uma turbina eólica,  $C_p$ , indica a eficiência com que ela disponibiliza potência mecânica de rotação para uma dada potência do vento que nela incide no mesmo instante:

$$C_p = \frac{\text{Potência transformada do vento}}{\frac{1}{2} \rho A V^3} \quad (2.1)$$

Onde:

- $\rho$  é a massa volúmica do ar no local;
- $A$  é a área do rotor da turbina eólica;
- $V$  é a velocidade do vento incidente.

Algumas turbinas eólicas de natureza experimental apresentam  $C_p$  máximos superiores a 0,5, mas sem nunca terem atingido o coeficiente máximo teórico definido por Betz. Atualmente, os equipamentos utilizados para a produção de energia elétrica apresentam coeficientes de potência máximos entre 0,4 a 0,5, o que significa valores de rendimento de 40% a 50% [5].

Outra curva característica de uma turbina eólica é a do impulso axial, contudo não é aqui abordada por não ser relevante para o presente documento. Resumidamente, a curva de impulso axial representa a força na direção do eixo do rotor à qual a turbina eólica é sujeita em resultado da queda da pressão do vento na passagem pelo rotor da turbina eólica.

## Capítulo 3

### Garantias de Desempenho

A economia de um parque eólico depende principalmente do potencial eólico disponível e do desempenho e disponibilidade técnica das turbinas eólicas. São relatadas ao longo do tempo inúmeras queixas de diferentes parques eólicos com produções de energia abaixo do previsto. Sem uma verificação do desempenho do parque eólico permanecerá uma grande incerteza sobre a origem da falha da produção de energia, especialmente durante períodos com potencial eólico abaixo da média. O risco associado ao investimento num parque eólico está fortemente relacionado com os eventuais desvios entre a produção efetiva e a que foi estimada na altura da montagem financeira de todo o projeto. Por isso, é recomendável assegurar no manifesto contratual de um parque eólico a possibilidade de realizar uma verificação do desempenho do parque, sempre por mútuo acordo entre as partes intervenientes: promotores, financiadores e fabricantes.

A definição da metodologia a aplicar em cada situação depende das especificidades do projeto e, na grande maioria dos casos, dos contratos que são estabelecidos entre o promotor e o fabricante, onde se refletem os requisitos de cada parte. Nestes casos, a verificação assume também um caráter de garantia, na medida em que eventuais desvios podem originar penalizações ou bonificações ao fabricante, conforme esteja abaixo ou acima do contratualizado.

De uma maneira geral pode dizer-se que o conceito de disponibilidade de uma turbina eólica está relacionado com a avaliação da sua capacidade em desempenhar a função para a qual foi projetada, isto é, produção de energia elétrica. Pode, no entanto, ser interpretado de duas maneiras: por um lado, os fabricantes de turbinas eólicas estão interessados em avaliar o período em que as suas turbinas se apresentam operacionais, a produzir ou em condições de o fazer; por outro lado, o proprietário de uma turbina eólica valoriza mais o tempo de operação perdida em detrimento das razões que levaram a essa perda [5]. Estas duas visões permitem chegar às duas variantes de disponibilidade habitualmente discutidas, “disponibilidade técnica”, na perspetiva do fabricante e “disponibilidade operacional”, se for considerado o ponto de vista do proprietário. A diferença entre estes dois conceitos está na atribuição da responsabilidade de cada paragem da turbina eólica e, consequentemente, no nível de garantia esperada pelos proprietários e que os fabricantes podem não estar dispostos a assegurar.

### **3.1 Causas para uma produção de energia insatisfatória**

A verificação do desempenho de um parque eólico pode servir para verificar a curva de potência de uma turbina eólica garantida pelo fabricante e, dessa forma, analisar o seu desempenho no local tendo em conta as características do mesmo. Podem assim ser identificadas e otimizadas as turbinas eólicas com desempenho insatisfatório dentro de um parque eólico. Mais ainda, uma monitorização alargada do parque eólico pode ajudar na identificação de alterações do desempenho devido à idade do equipamento.

As possíveis razões para uma discrepância entre a produção energética real de um parque eólico e a prevista para o mesmo são [9]:

- **Insuficiente avaliação dos recursos eólicos.** Algumas vezes não é o desempenho de uma turbina eólica que leva a uma produção energética abaixo do expectável, mas sim uma inadequada avaliação do recurso eólico do local. Em muitos casos, o recurso eólico é avaliado utilizando ferramentas e modelos meteorológicos que utilizam dados de vento de uma estação meteorológica a dezenas de quilómetros do local e com condições de qualidade e de medição desconhecidas. Especialmente em terrenos complexos, o recurso eólico pode sofrer variações consideráveis em distâncias relativamente curtas, por exemplo, da ordem de 1 km.
- **Diferenças no potencial eólico anual.** A disponibilidade técnica do potencial eólico pode mudar, de ano para ano, em mais de 10%. As diferenças no potencial eólico anual podem ser muito dependentes das características climáticas do local, e a utilização de um índice global de vento, para tentar definir este potencial eólico anual, é um procedimento que levará a uma estimação errónea da produção.
- **Diferenças entre a curva de potência garantida de uma turbina eólica e a curva de potência real.** Infelizmente, alguns fabricantes ainda prometem curvas de potência irrealistas e demasiado otimistas aos seus clientes, que não foram medidas de acordo com as normas internacionalmente aceites. Em alguns casos, mesmo seguindo as normas internacionais, essas curvas são irrealistas, o que leva a concluir que alguns procedimentos normativos, atualmente usados, devem ser atualizados de modo a tentar diminuir os resultados irrealistas.
- **Disponibilidade técnica das turbinas eólicas inferior ao expectável.** A produção energética prevista de um parque eólico recai sobre um certo nível de disponibilidade técnica das turbinas eólicas. A maioria dos fabricantes também garante o nível de disponibilidade técnica aos seus clientes (por exemplo, disponibilidade técnica durante 98% do tempo de funcionamento anual da turbina eólica). O problema deste tipo de garantias é que os períodos de indisponibilidade podem recair em períodos onde o recurso

eólico seja favorável e, então, a perda de produção de energia pode ser muito superior à expressada pela percentagem de indisponibilidade.

## **3.2 Metodologias de Garantia<sup>1</sup>**

São aqui propostas três modalidades de garantia:

- Garantia de Disponibilidade de Turbinas Eólicas e Parque Eólico (GD)
- Garantia de Produção por Medição de Curva de Potência (GPCP)
- Garantia Global de Produção do Parque Eólico (GGP)

Todas estas garantias se baseiam na comparação da energia garantida com a energia efetivamente produzida pelo parque eólico e visam definir o grau de cumprimento, ou incumprimento, das expectativas de desempenho do parque eólico contratadas, através de ensaios de verificação, efetuados isoladamente no tempo ou com uma determinada periodicidade.

Toda a abordagem dos métodos de garantias de desempenho aqui realizada segue os procedimentos e lógicas de trabalho da MEGAJOULE.

As garantias de produção poderão ser verificadas por um dos métodos, GPCP ou GGP, sendo, em qualquer dos casos, verificada também a disponibilidade do parque, GD, por processos que se explicam neste capítulo.

Assim, é aqui descrito todo o processo teórico, prático, legal e metódico de como seria abordado um caso real de avaliação das garantias de produção de um parque eólico, em que se pretende verificar o funcionamento das turbinas eólicas (TEs), e do parque eólico (PE), nos respetivos locais de implantação, sempre de acordo com a informação apresentada pelo respetivo fornecedor dos equipamentos e pelo adjudicatário<sup>2</sup> (ADJ).

Procurou-se assim criar no leitor uma visão simplificada e ao mesmo procurar que entenda quais são as variáveis em jogo no processo associado à verificação da garantia de um parque eólico.

---

<sup>1</sup>Foi decidido não pormenorizar todo o procedimento devido à sua extensão, considerando que uma breve introdução sobre o mesmo seria suficiente para alcançar o objetivo proposto, explicação das diferentes metodologias de garantia.

<sup>2</sup> Termo definido na secção 3.2.2.

### **3.2.1 Generalidades**

Normalmente, por acordo entre o Dono da Obra<sup>3</sup> (DO) e o ADJ, deverá ser escolhido um consultor independente<sup>4</sup> (CI), a quem caberá conduzir os processos de verificação das garantias de desempenho, propondo as metodologias e selecionando os meios necessários à verificação do seu cumprimento. Ao CI caberá ainda a arbitragem de eventuais pontos de desacordo entre as partes, procurando a obtenção de consensos.

Independentemente dos resultados obtidos, o CI deverá sempre emitir documentos certificativos dos ensaios que tiverem sido efetuados.

### **3.2.2 Definições**

São aqui apresentadas definições consideradas importantes para a compreensão de todo o processo:

#### Dono da obra (DO)

Comprador do parque eólico ou o seu representante designado.

#### Adjudicatário (ADJ)

Empresa que apresenta a proposta de fornecimento do parque eólico e que assina com o DO um contrato de fornecimento, ou seu representante designado.

#### Consultor independente (CI)

Pessoa ou entidade designada por mútuo acordo entre o dono da obra (DO) e o adjudicatário, (ADJ) à qual caberá a responsabilidade de implementar todos os procedimentos de garantias de desempenho, de efetuar a correspondente verificação dos níveis de cumprimento e de informar todas as entidades envolvidas de desenvolvimentos e conclusões.

#### Parque eólico (PE)

Conjunto das turbinas eólicas (TEs) e demais equipamentos e instalações elétricas que permitem o correto cumprimento da função do parque: geração de energia elétrica e a sua entrega à Rede Recetora (RR).

#### Rede interna do parque eólico (RI)

Rede ou conjunto de redes elétricas que promovem a ligação entre todas as TEs do PE e o ponto de ligação do parque e a rede elétrica recetora.

---

<sup>3</sup> Termo definido na secção 3.2.2.

<sup>4</sup> Termo definido na secção 3.2.2.

#### Rede recetora (RR)

Rede elétrica para a qual é expedida a energia produzida pelo PE, através da interligação com a rede interna do parque eólico (RI).

#### Curva característica de potência de uma turbina eólica (CP)

Curva que relaciona a potência elétrica ativa que uma turbina eólica é capaz de debitar em função da velocidade do vento incidente à altura do eixo do rotor, no local de implementação; também designada abreviadamente por curva de potência.

#### Curva de coeficiente de impulso axial de uma turbina eólica (CIA)

Curva que relaciona a força aplicada por ação do vento no rotor da TE, na direção perpendicular ao plano de rotação (impulso axial), com a força total do vento incidente.

#### Garantia de disponibilidade das turbinas eólicas e do parque eólico (GD)

Acordo entre DO e o ADJ pelo qual este garante ao primeiro que o tempo real de funcionamento útil das TEs e do PE, ou disponibilidade, será superior a uma determinada fração do tempo total, descontados os períodos de incumprimento em que não pode ser imputada responsabilidade ao ADJ.

#### Garantia de produção por medição da curva de potência (GPCP)

Acordo entre o DO e o ADJ pelo qual este garante ao primeiro que a curva característica de potência das TEs fornecidas não será distinta da curva de potência (CP) garantida, por contrato de fornecimento, em mais do que uma fração determinada.

#### Garantia global de produção do parque eólico (GGP)

Acordo entre o DO e o ADJ pelo qual este garante ao primeiro que a energia elétrica produzida pelo PE e entregue à rede recetora (RR) não será inferior, numa dada fração, à energia que poderia ter sido entregue, ou energia garantida, tendo em conta as condições climatéricas efetivamente ocorridas no período em causa, bem como a CP garantida das TEs.

#### Serviço experimental

Período, que se segue ao comissionamento de cada TE, durante o qual serão ensaiados todos os equipamentos, dispositivos e sistemas ligados ao funcionamento do mesmo, em condições de funcionamento reais.

#### Receção provisória

Ato que se segue ao cumprimento do serviço experimental por parte de todas as TEs e que marca o início do período de garantia.

#### Período de garantia (PG)

Período não inferior a dois anos e que se inicia após a recepção provisória do PE, durante o qual são aplicáveis as garantias de desempenho.

#### Período de verificação de garantias de desempenho (PV)

Períodos anuais, dentro do PG, para os quais será verificado o cumprimento pelo PE dos níveis de desempenho garantidos, nomeadamente nas modalidades de garantia GD e GGP. No final de cada PV será realizado um ensaio de verificação de garantia, refletindo o comportamento do PE apenas durante esse período anual.

#### Ensaio para verificação de garantia de desempenho (TV)

Ensaio efetuado para avaliar o desempenho do PE em relação ao desempenho garantido pelo ADJ. O insucesso dos TVs dita o pagamento de indemnizações compensatórias (IC) ao DO pelo ADJ, cujo método de cálculo é definido neste documento.

#### Indemnizações compensatórias (IC)

Montante a pagar pelo ADJ ao DO em caso de insucesso dos TVs, referente à valorização da energia não faturada por incumprimento das garantias de desempenho.

#### Receção definitiva

Ato com que se marca o final do PG do PE

#### Vida útil do PE

Considera-se que o tempo de vida útil do PE é de 20 anos, contados a partir da receção provisória do PE, no início do PG.

#### Indemnizações compensatórias após o PG

No final do PG será calculado um valor de IC que corresponderá à totalidade do restante período de vida útil do PE e que será calculado a partir do desempenho demonstrado durante o PG, de acordo com expressões definidas neste documento.

#### Energia produtível (EP)

Energia elétrica que se admite ter sido produzida pelo PE e que é expedida para a RR. A sua contabilização pode ser efetuada através de medições realizadas para o efeito ou estimada por métodos apropriados.

#### Energia garantida (EG)

Energia elétrica que se assume como garantia da energia produzida pelo PE e expedida para a RR, de acordo com as modalidades de garantia descritas, e a partir da qual são efetuados os ensaios de verificação das garantias de desempenho. O seu valor é calculado com base nos métodos especificados, podendo ser independente ou dependente do regime de ventos

decorrido no período de análise, e tem em conta as características garantidas das TEs, nomeadamente a sua CP garantida.

#### Distribuição nominal de vento (DNV)

Distribuição das frequências de ocorrência de velocidades do vento, numa base anual de 8760 horas, pelo menos para 30 classes de velocidade (ou *bins*) a intervalos de 1 m/s e entre 0 e 30 m/s, que se espera ser a mais representativa para o PE. Em função dos métodos de estimação de energia considerados, poderá ser ainda incorporada a respetiva distribuição de ocorrências pela rosa-dos-ventos, pelo menos para 12 setores.

#### Unidade de ensaio (UT)

TE para o qual é efetuada a medição da CP no local de instalação, e posteriormente o TV da GPCP.

#### Estação permanente (ER)

Estação de medição das características do vento, instalada para o procedimento de medição da CP.

#### Estação de controlo (EC)

Estação de medição das características do vento instalada para o acompanhamento do regime de vento no PE, ao longo do PG, para o procedimento de GGP.

#### Perdas de energia por efeito de esteira (EF)

Perdas de energia elétrica por ação da interferência das TEs do PE entre si. Considerada no cálculo das ICs para a correta valorização da energia perdida, ou não produzida. O seu valor será fixo e definido pelo CI.

### **3.2.3 Garantia de disponibilidade (GD)**

Este tipo de garantia procura avaliar as perdas na energia produzida nos períodos em que o funcionamento das turbinas eólicas (TEs) e/ou do parque eólico (PE) não decorreu em condições normais, por motivos que podem ser imputados ao ADJ. Baseia-se na correta identificação das diversas incidências no PE e TEs suscetíveis de provocar perdas no seu desempenho, sua contabilização e posterior comparação com o período total de funcionamento decorrido.

A valorização em termos energéticos das perdas é efetuada tendo em conta uma Distribuição Nominal de Vento permanente (DNV) para a área do PE.

A disponibilidade de cada TE e do parque eólico será verificada, durante o período de garantia (PG), no final de cada Período de verificação de garantias de desempenho anual (PV).



Eventuais indemnizações compensatórias (Ics) serão calculadas de acordo com um método que não é descrito nesta dissertação.

Este tipo de garantia de desempenho não incorpora qualquer verificação de eventuais desvios na CP real das TEs em relação à CP garantida, pelo que deverá ser associada a um processo de Garantia de Produção, GPCP ou GGP.

### **3.2.4 Garantia de produção por medição da curva de potência (GPCP)**

A garantia de produção que se baseia na medição da curva de potência (CP) das TEs procura quantificar perdas na produção do parque eólico (PE) motivadas por eventuais desvios na CP real das turbinas eólicas (TEs), por comparação com a CP garantida.

A identificação desses desvios é efetuada por um processo de amostragem, na qual um número determinado de TEs é selecionado para ensaio no local concreto de implementação. Este ensaio tem como objetivo demonstrar que, no que se refere à CP, as TEs têm um desempenho similar ao da CP garantida.

O número de TEs a selecionar para medição da CP não deverá ser inferior a 10 % do número total de unidades que compõem o PE, arredondado ao inteiro superior. As TEs onde se realiza o ensaio são designados por Unidades de Ensaio (UT).

As UTs serão selecionadas pelo dono da obra (DO), a partir de uma lista dos números de série disponibilizada pelo ADJ, antes da sua instalação no local do PE.

As posições que as UTs vão ocupar no terreno, dentro da configuração escolhida para o PE, serão determinadas pelo consultor independente (CI), com o acordo do DO e o ADJ, devendo essa escolha ser devidamente fundamentada e documentada.

Os desvios nas CP são quantificados em termos da energia anual garantida (EG), segundo a CP garantida, e a energia anual produtível (EP) permanente, segundo a CP real ou medida, e tendo em conta uma DNV permanente.

O ensaio de medição de CP deverá iniciar-se com o período de garantia (PG). Será efetuado apenas um ensaio para verificação de garantia de desempenho (TV), no final do ensaio de medição da CP. Eventuais indemnizações compensatórias (Ics) serão calculadas de acordo com um método que não é descrito nesta dissertação.

Durante o período de garantia o DO poderá solicitar novas medições e ensaios para verificação de garantia de desempenho (TVs) com o objetivo de verificar se o desempenho da(s) UTs se mantém dentro das expectativas contratualizadas.

Uma vez que esta modalidade de garantia não tem em consideração eventuais perdas devido à indisponibilidade de TEs ou do PE, deverá ser associada à GD.

Toda a metodologia de medição da CP de TEs, especificações, características, aferição e instalação dos instrumentos de medição a utilizar, bem como a forma de apresentar os

resultados estarão de acordo com a norma IEC 61400 - Parte 12 [1]. Para os aspectos omissos neste documento, remete-se para a leitura da referida proposta de norma.

### **3.2.5 Garantia global de produção do parque (GGP)**

A GGP baseia-se na verificação conjunta do grau de desempenho do PE quer em termos de produção quer em termos de disponibilidade, tendo em conta as condições do vento ocorridas durante o período de garantia (PG).

Para o cálculo da energia garantida (EG), o processo tem em consideração o regime de ventos efetivamente decorrido durante os diversos períodos de verificação de garantias de desempenho (PV) anuais, para tal sendo instalada uma ou mais estações de controlo (EC). Para o cálculo da EG são também considerados os eventuais períodos de indisponibilidade de TEs ou do PE que não sejam da responsabilidade do ADJ.

A determinação da energia produtível (EP) tem em conta a energia entregue à RR, excluindo todos os períodos de indisponibilidade do PE cuja responsabilidade não possa ser atribuída ao ADJ, para não o prejudicar na análise dos resultados.

As bases e a metodologia de cálculo da EG serão definidas num documento a produzir pelo CI. Este documento definirá, entre outros aspetos, qual o algoritmo ou modelo numérico do PE que permitirá, através dos dados recolhidos na(s) EC, chegar ao valor da energia garantida, EG.

Findo o período de validade do modelo/algoritmo, o CI deverá verificar novamente a sua aplicabilidade e avaliar a existência de soluções alternativas.

As medições das características do vento serão efetuadas numa ou mais ECs, conforme seja decidido e constar do documento em cima referido. Em qualquer caso a localização das estações de medição deverá ser decidida pelo CI, ouvidos o ADJ e o DO.

O ADJ será responsável pelo fornecimento e instalação de todos os equipamentos necessários à verificação da GGP, devendo ser vistoriados e aprovados pelo CI, que emitirá um documento comprovativo dessa aprovação. Em qualquer altura, o CI poderá solicitar a verificação dos equipamentos e sistemas de medição/registo.

A verificação da GGP terá início logo após a receção provisória e prolongar-se-á até ao final do período de garantia (PG). Será efetuado um ensaio para verificação da garantia de desempenho (TV) no final de cada PV anual, dando lugar ao eventual pagamento de uma IC, sem prejuízo de um acompanhamento intermédio do desempenho do PE.

Embora não seja necessário associar a GGP com a GD é, ainda assim é feita uma avaliação da disponibilidade das TEs do PE, através de um TV. Esta avaliação será efetuada apenas no caso de sucesso ou de impossibilidade de realização do TV para a GGP, sendo encarado como um segundo nível de verificação e tendo uma forma de cálculo própria para a IC respetiva, menos gravosa do que a expressão da GD, do ponto de vista do ADJ.

## Capítulo 4

# IEC Normas Internacionais

### 4.1 Objetivo

As normas internacionais são desenvolvidas por organizações com o objetivo de serem usadas e consideradas em todo o mundo. Neste âmbito, uma das organizações proeminentes é a Comissão Electrotécnica Internacional (IEC - *International Electrotechnical Commission*), de que Portugal faz parte.

As normas internacionais devem ser usadas por aplicação direta ou pela sua adaptação às condições específicas do local em análise. Em muitos países existem normas nacionais que, em muitos casos, são semelhantes em conteúdo técnico às normas internacionais, podendo contudo evidenciar diferenças editoriais respeitantes ao uso de símbolos/unidades e diferenças resultantes de conflitos nas regulações governamentais ou requerimentos específicos da indústria local, causados fundamentalmente por fatores climáticos, geográficos, sociais e técnicos, entre outros.

As normas internacionais são, precisamente, uma tentativa para ultrapassar estas barreiras técnicas que dificultam o comércio internacional, causadas pela utilização de diferentes normas nacionais que abordam um mesmo assunto. Assim, a utilização de uma norma internacionalmente aceite facilita a uniformização e aceleração de todo o processo técnico.

### 4.2 Propósito e série de normas IEC 61400

#### 4.2.1 Propósito e função

Genericamente, a IEC 61400 constitui uma classe de normas produzidas pelo IEC especialmente vocacionadas para turbinas eólicas, subdividindo-se em várias partes.

Assim, esta norma estabelece os requisitos de projeto criados com o objetivo de assegurar que as turbinas eólicas são adequadamente projetadas contra qualquer tipo de situação de perigo durante o seu período de vida estipulado. Para o efeito, aborda inúmeros aspetos da vida da turbina desde as condições do local antes da construção da mesma, ao seu ensaio, à avaliação de desempenho e à operação de componentes da turbina.

Como as turbinas eólicas são um capital de risco, pois são adquiridas normalmente antes de estarem montadas e comissionadas, algumas das partes desta norma internacional fornecem condições técnicas a serem verificadas por uma terceira entidade, independente, julgada necessária ao cumprimento dos acordos comerciais requeridos pelo processo de financiamento da montagem das turbinas eólicas.

### **4.3 O conjunto IEC 61400-12-x**

A avaliação de desempenho de uma turbina eólica traduz a capacidade de produção de energia elétrica da mesma em função do vento incidente.

A série de especificações técnicas contidas na IEC 61400-12.x define os procedimentos a ter em conta para a Avaliação de Desempenho de turbinas eólicas de Eixo Horizontal. Tal série inclui nomeadamente:

- IEC 61400-12-1 - Determinação da curva de potência;
- IEC 61400-12-2 - Determinação da curva de potência com recurso a anemómetros montados na *nacelle*;
- IEC 61400-12-3 - Avaliação do desempenho em potência de um parque eólico.

Pelo seu âmbito, as partes 12-1 e 12-2 da norma IEC 61400 podem ser usadas, principalmente, por:

- Fabricantes de turbinas eólicas, para determinação das respetivas curvas de potência individuais;
- Proprietários dos Parques para aferição do desempenho real, *in loco*, das turbinas eólicas neles integrados;

### **4.4 A IEC 61400-12-1**

O método de medição descrito na IEC 61400-12-1 é de simples implementação e largamente utilizado ao nível industrial; no entanto, tem associado alguns problemas e limitações, pelo que está a ser revisto na atualidade, prevendo-se que venha a dar origem proximamente a uma nova edição que procurará corrigir alguns desses problemas associados ao método *standard*.

Na secção seguinte deste capítulo serão descritos tal método e os seus potenciais erros.

A versão atual da norma utiliza médias, ao longo de períodos de 10 minutos, quer das velocidades do vento medida num mastro de medição permanente à altura do eixo do rotor da turbina eólica, quer da produção de potência elétrica produzida pela turbina eólica. As medições da potência e da velocidade do vento são inicialmente filtradas de modo a remover

períodos em que a turbina não está a funcionar em condições consideradas normais e em períodos em que o mastro de medição sofre influências de qualquer outra turbina localizada nas imediações.

As medições são então corrigidas com base na densidade do ar (densidade calculada usando a temperatura e a pressão do ar). Os dados assim obtidos para cada período de 10 minutos (velocidade de vento e potência) são agrupados em *bins* indexados à velocidade do vento; estes *bins* têm uma largura de 0,5 m/s.

A média da velocidade do vento e a potência para cada *bin* podem, então, ser traçadas em conjunto e criar uma estimativa da curva de potência em estado estacionário.

#### 4.4.1 As limitações da versão atual da norma.

- Erro sistemático no método da norma atual devido à dinâmica da turbina eólica e à não linearidade da curva de potência [10].

Visto que a velocidade do vento que atravessa o rotor da turbina está constantemente a oscilar, a produção de potência da turbina eólica também flutua. O método atualmente preconizado pela norma IEC baseia-se no pressuposto de que as flutuações na velocidade do vento e na potência serão simétricas ao longo da curva de potência. No entanto, há um número considerável de situações em que as flutuações não o serão, fazendo com que a média varie ao longo do ponto fixo da curva de potência.

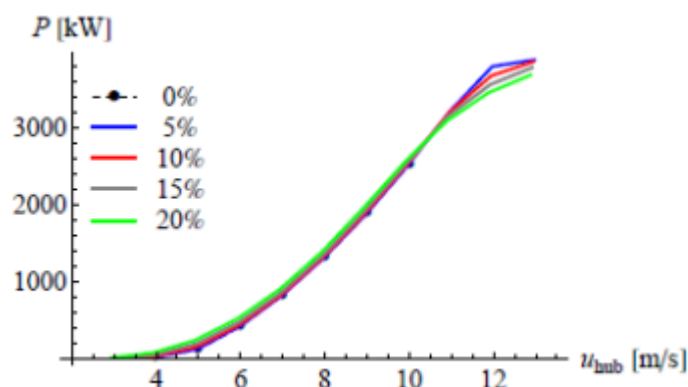
As séries de tempo da produção instantânea de potência e de velocidade de vento são simbolizadas por  $p$  e  $u$ , respetivamente. No método IEC atual, a potência média medida nos períodos de 10 minutos ( $\langle p \rangle$ ), é a correspondente ao ponto fixo de potência para a velocidade do vento média dos correspondentes períodos de 10 minutos:  $P_{fp}(\langle u \rangle) = \langle p \rangle$ . No entanto, devido à não linearidade da curva de potência, este pressuposto nem sempre é válido, ou seja,  $P_{fp}(\langle u \rangle) \neq \langle p \rangle$ . Nas regiões não lineares da curva de potência, a média divergirá do ponto fixo da mesma.

Para tentar corrigir esta ausência de linearidade, foram usadas diferentes abordagens como, por exemplo, uma expansão de Taylor (Expressão 4.1).

$$P_{FP}(\langle u \rangle) = \langle p \rangle - \frac{\sigma_u^2}{2} \left[ \frac{\partial^2}{\partial V^2} P_{FP}(V) \right]_{V=\langle u \rangle} \quad (4.1)$$

No entanto, esta abordagem assume intensidades de turbulência baixas<sup>5</sup>, que não são típicas das verificadas em fluxos atmosféricos. Adicionalmente, de modo a obter a segunda derivada da curva de potência (Expressão 4.1) é necessário ter algum conhecimento prévio sobre a forma dessa mesma curva.

<sup>5</sup>Entende-se por intensidade de turbulência como o grau de flutuação na velocidade do vento (uma descrição mais pormenorizada sobre a mesma será abordada no capítulo 5).



**Figura 4-1:** Erro sistemático típico em curvas de potência geradas através do atual método IEC causado pela turbulência em diferentes níveis de intensidade de turbulência [10].

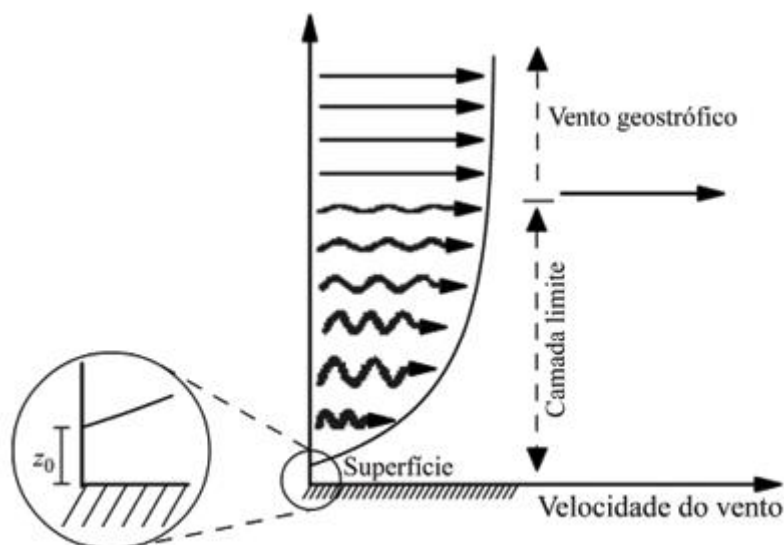
Usando o método descrito pela norma IEC atual, estes erros não são considerados (Figura 4-1). Portanto, de modo a reduzir a incerteza induzida por grandes flutuações da velocidade do vento que atravessa o rotor da turbina, os períodos de tempo de 10 minutos considerados demasiados turbulentos são deixados de lado. Isto requer a seleção de um *cut-off* de intensidade de turbulência; no entanto, qualquer nível de turbulência, alto, médio ou baixo, faz com que a potência média produzida se desvie do ponto fixo da curva de potência.

Um método mais sistemático para a normalização da curva de potência para um nível de turbulência específico tem vindo a ser estudado e será implementado na nova revisão da atual norma IEC.

- **Erro devido à não consideração das variações no perfil vertical da velocidade do vento [10].**

A versão atual da norma não tem forma de lidar com os problemas associados às variações no perfil vertical da velocidade do vento (*shear* de vento), entendendo-se por *shear* de vento a variação da velocidade do vento com a altura (Figura 4-2)<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> No capítulo 5, o *shear* de vento será analisado detalhadamente.



**Figura 4-2:** Perfil vertical da velocidade do vento desde a superfície até a altura do vento geostrófico. O comprimento da rugosidade ( $z_0$ ) é a altura onde a velocidade é zero [16].

As medições da velocidade do vento usadas para a validação da curva de potência são realizadas utilizando apenas um anemômetro instalado num mastro de medição permanente com altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina e é assumido que esta medição é representativa do vento que atravessa a área das pás do rotor. No entanto, usando esta suposição, é possível que durante dois períodos de medição diferentes, um com baixo *shear* e outro com *shear* elevado, a velocidade do vento à altura do eixo do rotor da turbina possa ser a mesma, mas a velocidade do vento que atravessa verticalmente toda a área das pás rotor poderá ser significativamente diferente.

No *draft* da norma é desenvolvido um método de normalização que procura diminuir a dependência da curva de potência em relação à variação do expoente de *shear*.

- **Correlação linear entre a velocidade do vento à altura do eixo do rotor da turbina e velocidade do vento medida no mastro de medição permanente.**

A versão atual da norma considera uma relação linear, que depende apenas da direção do vento, entre a velocidade do vento à altura do rotor da turbina e a velocidade do vento medida no mastro de medição permanente, mas que não toma em consideração variantes como a velocidade do vento, o período do dia e a variação do perfil vertical da velocidade do vento. Mais ainda, com o aumento da complexidade do local de verificação, o peso destas variantes aumenta.

A futura revisão da norma IEC apresentará métodos de calibração do local que levam em consideração essas variantes.

- **Limitações no processo geral de verificação de desempenho.**

Como abordado no capítulo 3, a maioria das garantias da curva de potência requer ensaios de verificação de acordo com a norma IEC 61400-12-1. No entanto, esta norma tem limitações

práticas: os ensaios prescritos são caros devido à necessidade de montagem de mastros de medição com uma altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina. Mais ainda, em terrenos complexos, este método só é aplicado se for precedido de uma calibração do local (*Site Calibration*), o que implica mais gastos, pois é necessário um mastro adicional no local de montagem da turbina eólica.

Estas limitações, por vezes, tornam a realização dos ensaios para o traçado da curva de potência impossíveis, o que é extremamente negativo para os donos das turbinas eólicas que pretendem realizar ensaios de verificação das curvas garantidas. Desta forma, devem ser seriamente considerados processos alternativos de verificação da curva de potência, pelo menos nas situações onde a aplicação da normal atual não for rentável ou possível. Em muitos casos, a utilização de anemómetros de *nacelle* de acordo com o especificado na IEC 61400-12-2 - *Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry* é uma alternativa razoavelmente aceite na medição da curva de potência. Também, a aplicação de *LIDARs* e *SODARs*<sup>7</sup> será, num futuro próximo, uma solução que se espera viável. Este procedimento é muito próximo do descrito no *draft* da norma atual, onde a análise e o cálculo da curva de potência é abordada com a utilização de *LIDARs* e *SODARs*. Contudo, todos os procedimentos alternativos de verificação da curva de potência ainda estão diretamente ligados a uma maior incerteza do que aquela verificada com a aplicação da norma atual IEC 61400-12-1, mas isto não deverá constituir uma razão para os fornecedores de turbinas eólicas rejeitarem linearmente tais métodos, devendo antes a procura de um acordo entre todas as partes envolvidas ser a solução ideal.

- **Limitações em condições de ensaio especiais**

Ao longo dos últimos anos, aquando da verificação dos procedimentos de cálculo da garantia da curva de potência, tem vindo a ser observada uma clara tendência para a requisição de metodologias que não estão presentes na norma atual e que, em alguns casos, até são aplicadas metodologias contraditórias às definidas pela norma atual.

A este propósito pode referir-se que, hoje em dia, em muito processos de verificação de garantias, é requisitada a implementação de filtros adicionais nos dados relativos a condições atmosféricas: na intensidade da turbulência, no *shear* de vento, na inclinação vertical do fluxo, na densidade do ar, na temperatura do ar e na direção do vento. Tal situação parece ser justificável do ponto de vista do fornecedor, que tem como objetivo garantir a curva de potência apenas sob condições ambientais extremamente bem definidas. Contudo, a consequência para o dono da turbina pode ser que a curva de potência verificada sob tais

---

<sup>7</sup> Termos definidos na secção 5.17.



condições não seja a mais representativa do local onde esta está localizada, o que pode limitar possíveis compensações económicas. Algumas vezes, adicionar filtros de dados leva à criação de curvas de potência idealizadas, que são demasiadas otimistas no que concerne a compensações económicas e, por isso, favorecendo apenas o fornecedor.

De modo a ultrapassar o conflito gerado pela idealização da curva de potência com condições extremamente bem definidas (intenção do fornecedor) e obter uma garantia da curva de potência representativa do local de verificação (intenção do dono), as curvas de potência garantidas devem ser definidas tendo em conta as condições do local em análise e não através de considerações gerais. A nova revisão da norma, *draft* da norma, proporá metodologias para normalizar os dados da curva de potência em termos da intensidade da turbulência e do *shear* de vento, de modo a ir ao encontro das características específicas de cada local de ensaio. Outra vantagem da normalização de dados face à filtragem dos mesmos é que é evitada a consideração do período de medição, por vezes por períodos de tempo extremamente longos, como causa da filtragem de dados.

## **4.5 A futura edição da IEC 61400-12-1**

Desde 2008 que, através de diversos encontros, um grupo de especialistas na matéria tem procurado desenvolver e atualizar procedimentos de cálculo da curva de potência. Desde então, foram realizados 13 encontros por grupos de 25 a 40 especialistas que fizeram com que o documento crescesse das atuais 90 páginas da norma atual, para as quase 200 presentes no atual *draft* em discussão.

Neste contexto, têm vindo a ser analisados e estudados novos desenvolvimentos metodológicos, bem como novas abordagens, havendo já um conjunto de anexos completamente novos, que abordam os seguintes itens:

- Anexo L - Aplicação da teledeteção (LIDAR e SODAR),
- Anexo M - Normalização da curva de potência em relação à turbulência,
- Anexo N - Calibração do *veer* de vento,
- Anexo O - Desempenho de potência em clima frio,
- Anexo P - Normalização do *shear* de vento,
- Anexo Q - Definição da velocidade do vento equivalente do rotor tendo em consideração o *veer* do vento;

A este propósito realça-se que o maior desenvolvimento metodológico é a introdução do conceito da velocidade do vento equivalente do rotor da turbina como um dos dois métodos utilizados para apresentar as medições da velocidade do vento (a curva de potência clássica,

onde as medições da velocidade do vento são feitas num mastro de medição à altura do rotor da turbina, ainda é uma opção mencionada).

A velocidade do vento pode agora ser medida num conjunto de medições ao longo de todo o plano do rotor, sendo estes valores usados para determinar uma única medida da velocidade do vento, denominada por velocidade do vento equivalente do rotor (na atual versão da norma, a velocidade do vento era apenas medida num mastro de medição à altura do eixo do rotor da turbina), que leva em consideração todo o perfil vertical do vento.

No *draft* da norma são também abordados os conceitos de *LIDAR* e *SODAR* como método preferencial para a medição do perfil do vento ao longo de todo o plano do rotor da turbina, e são também abordados mastros de medição com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina.

Outro grande desenvolvimento é a definição da curva de potência dependente não só da velocidade do vento e da densidade do ar, mas também dependente das influências da direção do vento com a altura (*veer* de vento) e da turbulência.

Pelo seu lado, algumas das principais alterações a introduzir na calibração do local (*site calibration*) são logo visíveis na extensa caracterização feita sobre os diferentes tipos de terrenos e nos métodos de avaliação da qualidade da correlação entre a turbina e o mastro de medição de modo a detetar cenários de separação de fluxos. Dependendo do cenário presente no local, tendo em conta as características físicas do mesmo, a calibração do local irá usar uma matriz de fatores de correção baseada no expoente de *shear* e na direção do vento, ou uma regressão linear baseada apenas na direção do vento [9].

- **Opções na medição do vento.**

A utilização da definição da velocidade do vento equivalente do rotor requer medições da velocidade do vento ao longo de toda a altura do rotor da turbina. A discussão que permanece é se tais medições, quando realizadas em terreno complexo, podem ser realizadas com teledeteção (*LIDAR* e/ou *SODAR*). Por outro lado, existe a opção de realizar tais medições com um mastro de medição mais alto, que permita medir o perfil vertical do vento ao longo de todo o rotor, usando para isso hastes montadas lateralmente (Figura 4-3).

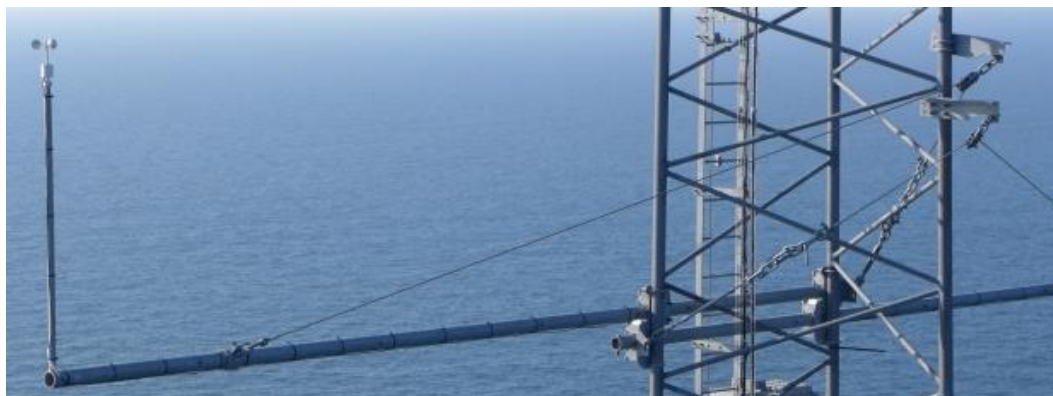


Figura 4-3: Hastes montadas lateralmente no mastro de medição. [16]

A aferição da viabilidade na utilização de técnicas de medição com teledeteção é um dos objetivos do *draft*, sendo de esperar, mesmo assim, que uma aceitação deste procedimento por todos os intervenientes se prolongue pelos próximos anos.

Neste âmbito, no *draft* da futura revisão da norma são apresentadas mais duas alternativas, para terrenos planos, onde é possível utilizar a tecnologia de teledeteção.

A combinação de um mastro de medição com altura do rotor da turbina com dispositivos de teledeteção é a prova de que esta última já é de grande interesse nos dias de hoje, uma vez que permite realizar a avaliação da curva de potência à altura do rotor da turbina, bem como realizar a medição da mesma curva com a definição da velocidade do vento equivalente do rotor. Adicionalmente, está de acordo com estipulado na versão atual da IEC 61400-12-1. Constitui uma abordagem que é sugerida quando o rotor da turbina tem 100 ou mais metros de diâmetro.

A segunda combinação de interesse é a utilização de um mastro de medição mais baixo em conjunto com um sistema de teledeteção. Aqui, o mastro de medição atua como referência para verificar o desempenho do dispositivo de teledeteção relativamente ao mastro de medição e ainda determina um valor da velocidade do vento à altura do rotor da turbina ou um valor da velocidade do vento equivalente do rotor da turbina. Esta montagem é considerada de interesse comercial nos ensaios para determinação da curva de potência, já que montar um mastro de medição com 40 a 60 metros de altura é relativamente fácil, e será ainda mais interessante com o aumento do diâmetro do rotor das turbinas. Esta metodologia é nova e não está de acordo com os requisitos da versão atual da IEC 61400-12-1, ou seja, se for pedido que se cumpra este documento normativo, a utilização desta metodologia irá contra o mesmo.

Comum a todas as metodologias aqui apresentadas é a presença de um mastro de medição. Isto reflete a realidade de que rastreabilidade dos dados da teledeteção, de acordo com IEC/ISO 17025<sup>8</sup>, só pode ser atingida com a comparação dos mesmos com um anemómetro.

---

<sup>8</sup>ISO/IEC 17025, Requisitos gerais para Laboratórios de Ensaio e Calibração: é uma norma ISO usada na padronização de ensaios em laboratórios de ensaio e calibração.

Contudo, devido à extensão do capítulo no *draft* em que são abordados os sistemas de teledeteção, nesta dissertação não será realizada uma análise extensiva do mesmo, mas sim um resumo e explicação teórica de todo o processo<sup>9</sup>.

Foi decidido, para uma melhor compreensão da utilidade dos dispositivos de teledeteção, a análise de um estudo (na forma de ensaios de campo) realizado por uma entidade independente e mundialmente reconhecida, BRN-Barlovento Recursos Naturais, SL, que estuda o impacto que várias variáveis meteorológicas têm nos valores finais apresentados da curva de potência. Como variáveis determinantes, apontam-se: o *shear*, a turbulência, a direção do vento, a temperatura do ar, a densidade do ar, o perfil de temperaturas, o perfil do *veer* do vento e inclinação do fluxo.

---

<sup>9</sup> É apresentado neste documento, na secção 5.17, um resumo teórico da utilização de dispositivos de teledeteção.

# Capítulo 5

## Comparação entre a IEC 61400-12-1 atual e o *draft* para revisão da mesma.

Neste capítulo é feita a comparação entre o estipulado na versão atual da norma IEC 61400-12-1 (1ª Edição, 1995) e o *draft* para a sua revisão (futura 2ª Edição). Mais do que uma comparação exaustiva, deu-se naturalmente preferência ao conjunto de assuntos abrangidos pelo tema da presente dissertação.

No que concerne à estrutura deste capítulo, ele segue a lógica de análise presente nos dois documentos normativos comparados, que são estruturalmente semelhantes salvo no respeitante aos novos anexos contidos apenas no *draft* e que, quando considerado relevante no presente trabalho, serão também alvo de apresentação e de análise.

### 5.1 Estrutura dos documentos

Resumidamente, a estrutura dos dois documentos normativos alvo de comparação, onde aplicável com menção do que é ou não comum entre eles, é a seguinte:

1. Termos e definições,
2. Preparação para o ensaio de desempenho,
3. Equipamentos de ensaio,
4. Procedimento de medição,
5. Resultados derivados,
6. Formato do relatório,
7. Anexo A: Avaliação das influências causadas por turbinas eólicas e obstáculos no local de ensaio (Anexo presente em ambos os documentos),
8. Anexo B: Avaliação do terreno no local de ensaio (Anexo presente em ambos os documentos),
9. Anexo C: Processo de calibração do local (Anexo presente em ambos os documentos),
10. Anexo D: Avaliação da incerteza nas medições (Anexo presente em ambos os documentos);
11. Anexo E: Base teórica na avaliação da incerteza nas medições utilizando o método dos *bins* (Anexo presente em ambos os documentos);

12. Anexo F: Procedimento de calibração em túnel de vento para anemómetros (Anexo presente em ambos os documentos);
13. Anexo G: Montagem dos instrumentos no mastro de medição permanente (Anexo presente em ambos os documentos);
14. Anexo H: Ensaio do desempenho da curva de potência para pequenas turbinas eólicas (Anexo presente em ambos os documentos);
15. Anexo I e J: Classificação e avaliação de anemómetros de copo e anemómetros sónicos (Anexo presente em ambos os documentos);
16. Anexo K: Comparação dos anemómetros *in Situ* (Anexo presente em ambos os documentos);
17. Anexo L: Aplicação da tecnologia de teledeteção (Anexo apenas presente no *draft*);
18. Anexo M: Normalização dos dados da curva de potência medida, de acordo com a intensidade da turbulência (Anexo apenas presente no *draft*);
19. Anexo N: Procedimento de calibração em túnel de vento para os sensores de direção de vento (Anexo apenas presente no *draft*);
20. Anexo O: Desempenho da curva de potência em climas frios (Anexo apenas presente no *draft*);
21. Anexo P: Procedimentos de normalização do *shear* de vento (Anexo apenas presente no *draft*);
22. Anexo Q: Definição do conceito de velocidade do vento equivalente do rotor da turbina levando em consideração o *veer* de vento (Anexo apenas presente no *draft*);

## 5.2 Termos e definições

Esta secção é utilizada, em ambos os documentos, para apresentar um conjunto de conceitos que serão importantes para uma melhor compreensão dos mesmos.

- **Veer de vento** - também conhecido como *shear* da direção de vento, é definido como a variação da direção do vento com a altura [15].
- **Shear de vento** - é definido, no plano vertical, como a variação da velocidade do vento com a altura, ou seja, define o perfil vertical do vento.
- **Intensidade da turbulência** - é uma maneira simples de descrever o grau de flutuação na velocidade do vento. É definida como a razão entre o desvio padrão e a média da velocidade do vento durante um período de tempo. Tal como o *shear*, a intensidade da turbulência pode ser afetada por um grande número de fatores, tais como a velocidade do vento, a direção do vento, a altura acima do chão, a estação do ano e a hora do dia.
- **AEP (Produção de energia Anual)** - estimativa da produção de energia total de uma turbina eólica durante um período de um ano, aplicando a curva de potência medida a

diferentes distribuições de frequência da velocidade do vento permanente à altura do rotor da turbina.

- **Curva de potência extrapolada** - Extensão da curva de potência medida através da estimação da potência de saída, desde a máxima velocidade de vento medida até à velocidade do vento de *cut-off*.
- **Distorção de fluxo** - Mudança no fluxo de ar devido a obstáculos, a variações topográficas ou a outras turbinas eólicas, que faz com que a velocidade do vento medida no mastro de medição permanente seja diferente da velocidade do vento medida na localização da turbina.
- **Método dos bins** - processo de redução de dados, que agrupa os dados de ensaio de um certo parâmetro em intervalos (*bins*). Para cada *bin*, são armazenados o número de dados e a sua soma, sendo calculado o valor médio dos dados inseridos em cada *bin*.
- **Curva de potência medida** - gráfico e tabela que representam a potência de saída medida de uma turbina eólica, corrigida e normalizada, em função da velocidade do vento medida em condições extremamente bem definidas.
- **Altura do eixo do rotor da turbina** - altura correspondente ao centro da área de varredura das pás do rotor da turbina eólica, desde a base da respetiva torre.
- **Período de medição** - período de tempo no qual foi recolhido um conjunto de dados considerados significativos com o objetivo de realizar o ensaio de desempenho da curva de potência.
- **Setor de medição** - setor(es) de direções de vento, com os respetivos valores de velocidade do vento e de potência, que são selecionados com o objetivo de serem utilizados para o cálculo da calibração do local, se necessária, e da curva de potência.
- **Dispositivos de teledeteção (RSD)** - conjunto de técnicas ópticas e sonoras (remotas) que mede propriedades refletidas da luz e do som, de modo a obter a distância e/ou outra informação relativa a um determinado objeto distante.

#### **O que é novo/diferente no draft?**

Existem alguns conceitos novos, presentes no *draft* e que não são referidos na versão atual da norma, tais como:

- **Estabilidade atmosférica** - medida da tendência do vento para encorajar ou suprimir uma mistura vertical: comparativamente com uma atmosfera instável, uma atmosfera estável é caracterizada por um elevado gradiente de temperatura com a altitude, por elevados *shears* de vento, por elevados *veers* de vento e por baixa turbulência; pelo seu lado, uma atmosfera neutra é normalmente caracterizada por baixos gradientes de *shear* e de temperatura.

- **Velocidade do vento equivalente do rotor da turbina** - velocidade do vento correspondente ao fluxo cinético de energia ao longo da área do rotor da turbina eólica, tendo em conta a variação da velocidade do vento com a altura.
- **Equipamento de medição do vento** - mastros de medição (mastros de medição permanente e mastros de medição provisório) ou sistemas de teledeteção.
- **Velocidade do vento à altura do rotor da turbina** - velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica.

## 5.3 Preparação para o ensaio de desempenho

Nesta secção são documentadas as condições de ensaio relacionadas com a medição do desempenho da curva de potência.

### 5.3.1 Local de ensaio

No local do ensaio deve ser montado um mastro de medição permanente a uma distância determinada<sup>10</sup>, de modo a medir a velocidade do vento que atravessa a turbina eólica. De modo a encontrar a melhor disposição possível, o local de ensaio deve ser avaliado para procura de eventuais fontes de distorção de fluxo de vento.

#### O que é novo/diferente no *draft*:

O mastro de medição permanente também deve estar preparado para medir outras variáveis, tais como a direção do vento e o *shear* de vento, entre outras.

O *shear* do vento e as características de estabilidade atmosférica do local podem ter influências significativas nas medições e no cálculo da curva de potência da turbina eólica. É usual encontrar um ciclo diurno de estabilidade atmosférica, com estabilidade atmosférica durante a noite e atmosfera neutra ou instável durante o dia, o que provoca um aumento da turbulência.

O *shear* de vento, o *veer* de vento e a turbulência são influenciados pela estabilidade atmosférica e têm impacto na relação entre a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor e a velocidade de vento equivalente do rotor.

### 5.3.2 Localização do mastro de medição permanente

O mastro de medição permanente, em ambos os documentos, deve estar localizado a uma distância de 2 a 4 vezes o diâmetro do rotor (D) da turbina, sendo recomendada uma distância igual a 2,5 D.

---

<sup>10</sup> Esta distância é definida na secção 5.3.2.



### 5.3.3 Setor de medição

Todas as direções que sejam significativamente afetadas por obstáculos e/ou outras turbinas eólicas devem ser excluídas, quer do ponto de vista da turbina eólica quer do ponto de vista do mastro de medição, seguindo para isso as recomendações do anexo A (Anexo este presente em ambos os documentos normativos, que será abordado na secção 5.8).

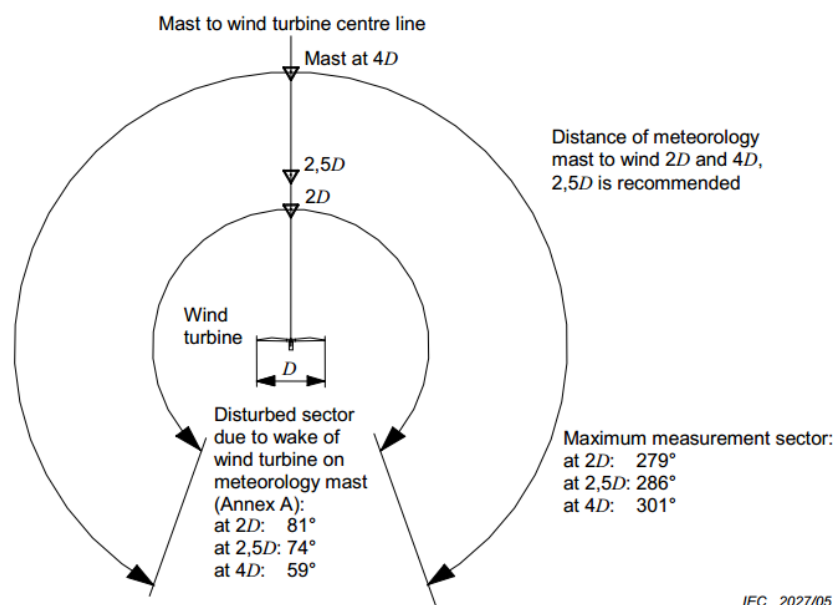


Figura 5-1: Requisitos para a distância dos equipamentos de medição e setores de medição máximos em ambos os documentos [2]

### 5.3.4 Fatores de correção e de incerteza devido ao fluxo de distorção associado à topografia

A topografia é um dos elementos mais importantes a ser considerado no cálculo da curva de potência. A versão atual da norma e o *draft* não diferem entre si na importância dada à mesma.

O local de ensaio deve ser avaliado de modo a verificar se a topografia do local obriga à realização de uma calibração do local (*site calibration*). Se forem cumpridos os critérios do Anexo B (anexo este também presente em ambos os documentos normativos, descrito na secção 5.9), então a referida calibração não será necessária. No entanto, mesmo que não seja necessária uma correção de fluxo, é necessário considerar uma incerteza mínima. Se o mastro de medição estiver posicionado a uma distância de 2 a 3 vezes o diâmetro do rotor da turbina eólica, a incerteza será no mínimo igual a 2% e, se a distância for 3 a 4 vezes o diâmetro do rotor da turbina, será maior do que 3%.

Por outro lado, se os critérios do Anexo B não forem cumpridos, terá de ser realizada uma calibração do local, como descrito na secção 5.10 (Anexo C, presente em ambos os documentos normativos).

## 5.4 Equipamentos de ensaio

### 5.4.1 Potência elétrica

A potência elétrica produzida pela turbina eólica deve ser medida usando um dispositivo de medição de potência, baseado na medição de corrente e da tensão em cada fase.

#### O que é novo/diferente no *draft*:

A única diferença está na escala de medição do aparelho utilizado para medir a potência, que agora deve ser regulado para uma escala de -25% a +125% da potência nominal da turbina eólica.

### 5.4.2 Velocidade do vento

Trata-se de um domínio em que o *draft* apresenta considerações completamente novas comparativamente com a versão atual da norma.

Na norma atual, não existe referência à definição da velocidade do vento equivalente do rotor, elemento completamente novo que procura apresentar, nas medições efetuadas, os efeitos que a variação da altura provoca na velocidade do vento.

#### O que é novo/diferente no *draft*:

A velocidade do vento, como um dado de partida para o cálculo da curva de potência, pode ser definida de duas maneiras diferentes:

- **Definição da velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica** (velocidade do vento à altura do rotor da turbina), se possível complementada por medições de *shear*;
- **Definição da velocidade do vento equivalente do rotor**, recomendada para turbinas eólicas com mais de 100 m de diâmetro. (ver secção 5.4.2.2 e/ou Anexo Q do *draft*).

Na figura 5-2 são apresentadas as diferentes possibilidades de configuração para a medição da velocidade do vento. De notar, que a utilização de dispositivos RSD<sup>11</sup> é limitada ao tipo de terreno.

---

<sup>11</sup> Na figura 5-2, os dispositivos RSD são designados por *Remote Sensing Device*.

Figura 5-2: Configurações das medições da velocidade do vento (X indica configurações permitidas) [2] <sup>12</sup>.

Wind Speed Definition	Hub-Height Wind Speed		Rotor Equivalent Wind Speed	
Terrain Type	Non-Complex	Complex	Non-Complex	Complex
Hub Height Met Mast	X	X		
Hub height mast in conjunction with remote sensing	X		X	
Remote sensing in conjunction with short mast	X		X	
Met Mast above Hub Height	X	X	X	X

Nas secções seguintes (5.4.2.1 e 5.4.2.2) será apresentada uma descrição simplificada de cada uma das possibilidades de medição da velocidade do vento.

#### 5.4.2.1 Definição da velocidade do vento à altura do rotor da turbina

- **Mastro de medição permanente com altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina eólica.**

Este método de medição da velocidade do vento à altura do rotor da turbina está presente quer na versão atual da norma quer no *draft*, existindo, no entanto, algumas diferenças entre o estipulado naqueles dois documentos normativos.

No *draft* afirma-se que o anemómetro deve ser montado no topo do mastro de medição dentro do intervalo  $\pm 1\%$  da altura do eixo do rotor da turbina, o que difere do indicado na norma, que estipula uma montagem à altura  $\pm 2,5\%$  da altura do eixo do rotor da turbina eólica, devendo essa montagem seguir os requerimentos do Anexo G (descrito na secção 5.14 desta dissertação).

O *draft* indica, ainda, que a altura de instalação do anemómetro deve ser verificada através de medições, devendo ser documentados quer o método de medição quer as suas incertezas. A incerteza da medição da altura deve ser inferior a 0,2 m.

- **Mastro de medição permanente com altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina eólica em combinação com teledeteção.**

Nesta situação, a velocidade do vento é medida com um anemómetro montado no mastro de medição permanente à altura do eixo do rotor da turbina eólica, sendo adicionalmente utilizado um dispositivo de teledeteção para avaliar as condições de *shear* durante a medição da curva de potência, procedimento este que será mais à frente na secção 5.4.2.3 (Medições de *Shear*).

<sup>12</sup> De notar que *Hub-Height Wind speed* corresponde à definição da velocidade do vento à altura do rotor, *Rotor Equivalent Wind Speed* corresponde à definição da velocidade do vento equivalente do rotor e *MetMast* remete para o mastro de medição permanente.

- **Teledeteção em conjunto com mastro de medição com altura inferior à altura do eixo do rotor da turbina.**

Se não for necessário realizar uma calibração do local, a velocidade de vento à altura do rotor da turbina pode ser medida com um dispositivo de teledeteção (RSD), que também é útil para traçar o perfil de *shear* do local.

Mais ainda, durante o processo de cálculo da curva de potência é necessário que o dispositivo RSD seja monitorizado por um anemómetro montado no mastro de medição.

- **Mastro de medição permanente com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina eólica.**

Para melhor capturar as velocidades do vento ao longo da área do rotor pode ser usado um mastro de medição permanente com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina.

#### **5.4.2.2 Definição da velocidade de vento equivalente do rotor**

- **Mastro de medição permanente com altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina eólica em conjunto com teledeteção.**

Se não for necessário realizar uma calibração do local, a medição da velocidade do vento pode ser realizada por um dispositivo RSD, de acordo com o descrito na secção 5.4.2.3 (Medições de *shear*).

Adicionalmente, é possível calcular a velocidade do vento utilizando um mastro de medição com altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina.

- **Teledeteção em conjunto com mastro de medição permanente com altura inferior à altura do eixo do rotor da turbina.**

Se não for necessário realizar uma calibração do local, a medição da velocidade do vento pode ser realizada por um dispositivo RSD, de acordo com o descrito na secção 5.4.2.3 (Medições de *shear*).

- **Mastro de medição permanente com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina eólica.**

Como já indicado, para melhor capturar as velocidades do vento ao longo da área do rotor da turbina pode ser usado um mastro de medição permanente com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina. Neste caso, o sensor de velocidade do vento deve ser montado no mastro de medição, em hastes laterais, a uma altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina. Adicionalmente, no mastro de medição devem ser montados pelo menos mais dois sensores de vento: um com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina e outro abaixo da altura do eixo do rotor da turbina, de acordo com os requisitos da subsecção 5.4.2.3 (Medições de *shear*).

De notar que esta é a única configuração que permite aplicar a definição da velocidade do vento equivalente do rotor sem que, para isso, seja necessária a utilização de dispositivos RSD.

#### 5.4.2.3 Medições de shear

Como a medição do *shear* é um procedimento novo, considerado no *draft* mas não abordado na versão atual da norma, será aqui explicado pormenorizadamente.

##### O que é novo/diferente no Draft?

As medições de *shear* devem ser feitas por um conjunto de sensores de vento montados no mesmo mastro de medição ou por apenas um dispositivo de teledeteção (RSD). Para mais pormenor, os Anexos L e G, abordados respetivamente nas secções 5.17 e 5.14.

- **Medições de *shear* para a definição de velocidade de vento medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica.**

A medição do *shear*, pela definição da velocidade do vento à altura do rotor, deve ser feita nos seguintes níveis de altura:

- $\pm 1,0\%$  da altura  $H$  do eixo do rotor da turbina,
- Entre  $(H-R)$  e  $(H-2/3R)$

onde  $H$  é a altura do eixo do rotor da turbina eólica e  $R$  é o raio da área varrida pelo rotor (Figura 5-3):

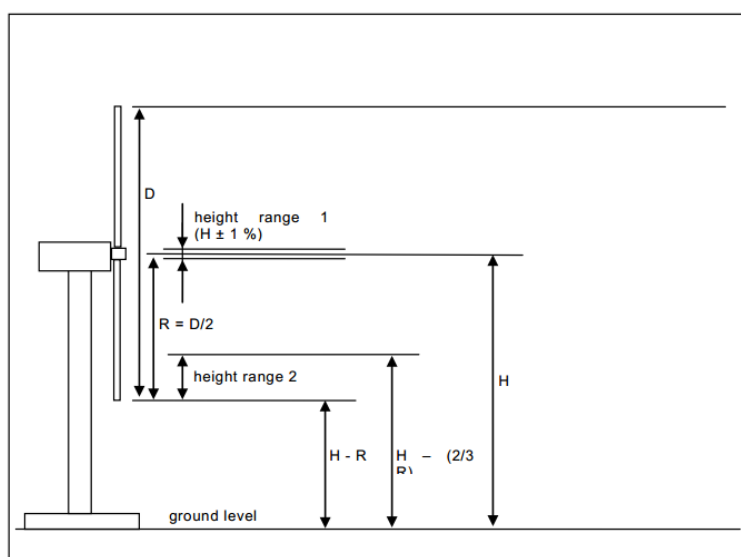


Figura 5-3: Extensão de alturas que devem ser cobertas em caso de uso da definição da velocidade do vento à altura do rotor [2].

- **Medições de *shear* para a definição de velocidade do vento equivalente do rotor.**

Pela definição da velocidade do vento equivalente do rotor, a medição do *shear* deve ser feita nos seguintes níveis de altura:

- $\pm 1\%$  da altura  $H$  do eixo do rotor da turbina,
- Entre  $(H-R)$  e  $(H-2/3R)$
- Entre  $(H+2/3R)$  e  $(H+R)$

onde  $H$  é a altura do eixo do rotor da turbina eólica e  $R$  é o raio da área varrida pelo rotor (Figura 5-4):

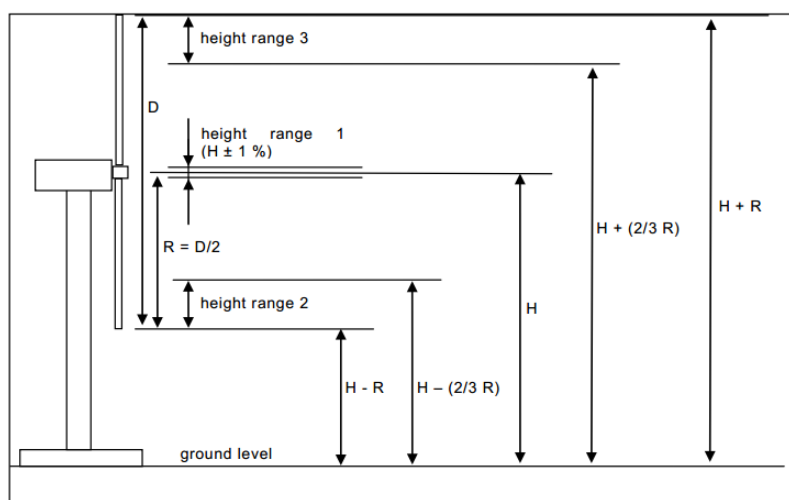


Figura 5-4: Extensão de alturas que devem ser cobertas em caso de uso da definição da velocidade do vento equivalente do rotor [2].

### 5.4.3 Direção do vento

A direção do vento deve ser medida com um catavento, devendo este sensor ser montado no mastro de medição em hastes laterais, como descrito no Anexo G do *draft* (ver secção 5.13 desta dissertação).

#### O que é novo/diferente no *draft*?

A diferença entre o previsto no *draft* e o indicado na versão atual da norma é que o sensor de medição da direção de vento tanto pode ser um catavento como um anemómetro sónico, 2D ou 3D. No caso de se usar um anemómetro sónico, este deve ser controlado por um catavento convencional.

Os cálculos da direção de vento horizontal instantânea e da sua média em períodos de 10 minutos são também exigidos no *draft*, que apresenta dois métodos diferentes para deduzir a direção do vento:

- Média de vetor: média das componentes ortogonais (em *cosse*no e *seno*) da direção do vento, utilizando a *arctan* da média dos mesmos e ajusta-los à escala 0 a 360°.

- Estender a escala da direção do vento para valores acima de 360 graus quando se calcula a média dos valores de 10 em 10 minutos e ajustar o valor médio ao alcance de 0 a 360°.

Não são definidos e devem ser excluídos os dados medidos dentro da banda morta do catavento, normalmente na marca norte da direção de vento do corpo do sensor.

#### **5.4.5 Densidade do Ar**

Existe uma variável adicional no cálculo da densidade do ar, que é agora considerado no *draft* e está ausente na versão atual da norma. Nesta, a densidade do ar é calculada através da medição da temperatura e da pressão do ar, ao passo que no *draft* estas duas variáveis são usadas em conjunto com a humidade relativa do ar.

##### **O que é novo/diferente no *draft*?**

A densidade do ar deve ser calculada aplicando a expressão que vai ser analisada na secção 5.6.1.1.

No que toca à montagem dos sensores, há que ter em conta que:

- **O sensor de temperatura** deve ser montado no mastro de medição em um intervalo de  $\pm 10$  m da altura do eixo do rotor da turbina eólica, para representar dessa forma a pressão barométrica presente no rotor da mesma.
- **O sensor de humidade** deve ser montado no mastro de medição em um intervalo de  $\pm 10$  m da altura do eixo do rotor da turbina eólica, para representar dessa forma a humidade presente no rotor da mesma. Se não for incluído um sensor de humidade, então a humidade relativa assumida será de 50%, com uma incerteza do tipo B<sup>13</sup> igual a  $\pm 50\%$ .

### **5.5 Procedimento de medição**

#### **5.5.1 Geral**

O objetivo do processo de medição é reunir dados que satisfaçam critérios rígidos de quantidade e de qualidade, de modo a que as medições feitas permitam realizar uma previsão fiel da curva de potência da turbina eólica.

Segundo o estipulado no Anexo D do *draft*, a precisão do processo de medição deve ser expressa em termos de incerteza.

---

<sup>13</sup>Será dada uma explicação pormenorizada sobre as Incertezas associadas a todo o processo de medição da curva de potência na secção 5.11 desta dissertação.

### 5.5.2 Operação da turbina eólica

A turbina eólica deve estar em funcionamento normal durante o processo de medição da sua curva de potência; sempre que ocorrer qualquer operação de manutenção da turbina, esta deve ser devidamente documentada.

#### O que é novo/diferente no Draft?

No *draft* é especificada a diferença comportamental perante eventuais operações de manutenção normal e de manutenção especial. Assim:

**Qualquer manutenção normal** deve ser realizada e reportada no *test log*, entendendo-se como manutenção normal qualquer intervenção feita de acordo com um programa predefinido de manutenção regular, independente do facto de um programa de medição de curva de potência estar ou não a ser realizado.

**Qualquer manutenção especial** deve, por defeito, ser evitado, a menos que tenha sido acordado por todas as partes, entendendo-se como manutenção especial qualquer intervenção que não faz parte do programa predefinido de manutenção regular e que pode melhorar o desempenho da turbina durante o ensaio de curva de potência.

### 5.5.3 Recolha de dados

Os dados devem ser adquiridos, continuamente, com uma frequência de amostragem não inferior a 1 Hz. Contudo, a temperatura do ar, a pressão do ar, o *status* da turbina eólica, a humidade e a precipitação, se medidas, devem ser adquirida com uma frequência de amostragem inferior, mas pelo menos igual a um dado por minuto.

Os dados coletados e armazenados no sistema de aquisição são:

- Valor médio;
- Desvio padrão;
- Valor máximo;
- Valor mínimo.

### 5.5.4 Rejeição de dados

Os dados adquiridos devem ser sujeitos a análises específicas, sob certas condições, de modo a assegurar que apenas foram obtidos dados durante o funcionamento normal da turbina e que não existem dados corrompidos.

#### O que é novo/diferente no draft?

No respeitante ao processo de rejeição de dados, a única diferença está relacionada com o efeito de histerese nas velocidades de *cut-in* e de *cut-off*, bem como com o efeito das perdas parasitas abaixo da velocidade de *cut-in*.



O efeito, na curva de potência, de um grande ciclo de histerese no algoritmo de controlo da velocidade de *cut-off* pode ser considerável, não devendo este efeito ser incluído na curva de potência e devendo ser excluídos todos os intervalos de dados em que a turbina parou de gerar energia devido ao *cut-off*.

Quando uma situação de *cut-off* ocorrer durante um período de medição, as medições correspondentes devem ser apresentadas numa base de dados especial.

Mais ainda, a curva de potência medida deve capturar o efeito da histerese no algoritmo de controlo da velocidade de *cut-in*, assim como os efeitos das perdas parasitas verificados abaixo dessa velocidade.

Estas alterações, comparativamente à versão atual da norma, devem-se a facto de a histerese causada pelos efeitos de *cut-out* afetarem os *bins* de velocidade do vento mais elevados, o que pode levar a uma sobre estimação da produção energética.

#### **5.5.5 Base de Dados**

O alcance do conjunto de dados, o modo como são classificados (método de *bins*) e os critérios usados para que sejam considerados completos, são os mesmo nos dois documentos.

##### **O que é novo/diferente no draft?**

A única diferença reside no facto de, segundo o prescrito no *draft*, não se considerar o critério descrito na versão atual da norma relativo ao processo para completar a curva de potência a altas velocidades de vento.

### **5.6 Resultados derivados**

#### **5.6.1 Normalização dos dados**

O objetivo da normalização de dados é o de aumentar a precisão das variáveis em jogo. Normalmente, isto facilita a comparação de resultados para diferentes conjuntos de dados porque leva a que os mesmos sejam apresentados em escalas semelhantes.

##### **O que é novo/diferente no draft?**

O *draft* direciona a normalização dos dados para as três variáveis atmosféricas que mais influenciam o resultado da curva de potência: densidade do ar, *shear* do vento e intensidade da turbulência.

### 5.6.1.1 Normalização da densidade do Ar

O método usado para o cálculo da densidade do ar é diferente nos dois documentos normativos, sendo que o *draft* calcula a densidade do ar através da temperatura medida do ar, da pressão do ar e da humidade relativa, de acordo com a seguinte expressão:

$$\rho_{10 \min} = \frac{1}{T_{10 \min}} \left( \frac{B_{10 \min}}{R_0} - \phi P_W \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_W} \right) \right) \quad (5.1)$$

onde:

- $\rho_{10 \min}$  é a densidade média do ar em períodos de 10 minutos,
- $T_{10 \min}$  é a temperatura absoluta do ar medida em períodos de 10 minutos, em K,
- $B_{10 \min}$  é a pressão média do ar corrigida para a altura do rotor da turbina em períodos de 10 minutos,
- $R_0$  é a constante do gás do ar seco, igual a 287,05 J/kgK,
- $\phi$  é a humidade relativa (de 0 a 1),
- $R_W$  é a constante de gás do vapor de água, igual a 461,5 [J/kgK],
- $P_W$  é a pressão do vapor de água, dependente da temperatura média do ar ao longo dos períodos de 10 minutos, dada por  $205 \times 10^{-7} e^{0,0613846 T_{10 \min}}$ , em Pa.

O conjunto de dados selecionados, deve ser normalizado para pelo menos uma densidade de ar permanente, devendo esta ser a média de todos os dados válidos de densidade do ar medidos no local, durante o período de ensaio, ou, em alternativa, predefinindo uma densidade nominal de ar para o local. A densidade média do ar deve rondar 0,01 kg/m<sup>3</sup> e ser registada de acordo com a secção 5.7 do *draft*.

De acordo com os dois documentos normativos e consoante se trate de uma turbina *stall-regulated* (1) ou de uma turbina com controlo ativo de potência (2), a normalização de dados deverá ser feita, respetivamente, da seguinte forma:

$$(1) \quad P_n = P_{10 \min} \frac{\rho_0}{\rho_{10 \min}}$$

onde:

- $P_n$  é a potência de saída normalizada;
- $P_{10 \min}$  é a potência média medida ao longo do período de 10 minutos;
- $\rho_0$  é a densidade do ar permanente.

$$(2) \quad V_n = V_{10 \min} \left( \frac{\rho_{10 \min}}{\rho_0} \right)^{1/3}$$

onde:

- $V_n$  é a velocidade do vento normalizada;
- $V_{10 \min}$  é a velocidade média do vento medida nos períodos de 10 minutos.

#### **5.6.1.2      *Correção do anemómetro com montagem lateral em relação à distorção de fluxo no mastro de medição permanente.***

De acordo com o *draft*, as medições de *shear* devem ser realizadas utilizando anemómetros (em hastes laterais) montados em mastros de medição.

As hastes laterais devem ter orientação idêntica, e o mastro e o *design* das hastes só poderão provocar efeitos de distorção de fluxo no sensor não superiores a 1% entre as velocidades do vento medidas a diferentes alturas.

As dimensões transversais do mastro de medição devem ser consistentes a cada cota, o que, no caso de mastros monoblocos onde a área transversal é maior nas cotas inferiores, torna necessária uma atenção especial de modo a manter a distorção inferior a 1% entre velocidades de vento a diferentes alturas, no seguimento das recomendações dadas no Anexo G. Uma opção alternativa será montar um segundo anemómetro a cada altura de medição e, dessa forma, limitar o sector de medição de modo a que as medições da velocidade do vento a cada altura não variem mais do que 1%.

De notar que o impacto dos fluxos de distorção na medição do *shear* pode ser minimizado através da diminuição do tamanho do sector de medição, devendo ser documentada esta alteração.

#### **5.6.1.3      *Correção do shear***

Quando a velocidade do vento ao longo do rotor da turbina é constante com a altura, a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina é representativa da velocidade do vento ao longo de todo o rotor da turbina e a utilização da definição da velocidade do vento à altura do rotor da turbina é justificável. Contudo, não se pode aplicar esta definição se o diâmetro do rotor da turbina eólica for superior a 100 m. Então, será necessário definir e introduzir novos parâmetros que podem ajudar a melhor caracterizar a curva de potência de uma grande turbina eólica. Tais parâmetros devem ser capazes de introduzir correções importantes para a definição da velocidade do vento à altura do rotor da turbina e ajudar a caracterizar as variações do *shear* de vento ao longo do rotor da turbina eólica. Para tal, são definidas três quantidades:

- A velocidade do vento equivalente do rotor;
- O fator de correção do *shear*;
- A velocidade do vento corrigida pelo *shear*;

Uma curva de potência definida tendo em consideração estas três quantidades terá uma dispersão de dados reduzida em comparação com a curva de potência definida, apenas, em função da velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina.

- **Expoente do *shear* de vento**

O *shear* de vento no local é caracterizado pelo chamado expoente de *shear* ( $\alpha$ ), sendo este calculado pela lei de potência. Este parâmetro  $\alpha$  é usado como uma medida da magnitude do *shear* na calibração do local (Anexo C do *draft*). A expressão da lei de potência é a seguinte:

$$V_{zi} = V_z \left( \frac{Z_i}{H} \right)^\alpha \quad (5.2)$$

onde:

$V_z$  é a velocidade do vento à altura do rotor da turbina,

$H$  é a altura do rotor da turbina,

$V_{zi}$  é a velocidade do vento à altura  $Z_i$ ,

$\alpha$  é o expoente de *shear* de vento.

É importante notar que  $\alpha$  é positivo se a velocidade do vento diminuir com o crescimento da altura, e será negativo se a velocidade do vento aumentar em sentido inverso. Um estudo realizado pelos autores do artigo “*Influences of Vertical Wind Profiles on Power Performance Measurements*” [11] enfatiza que não existe uma tendência visível para se considerar um valor de  $\alpha$  mais baixo em terrenos complexos do que em terrenos planos. No entanto, a distribuição de  $\alpha$  é mais ampla para terrenos planos do que para terrenos complexos (Figura 5-5).

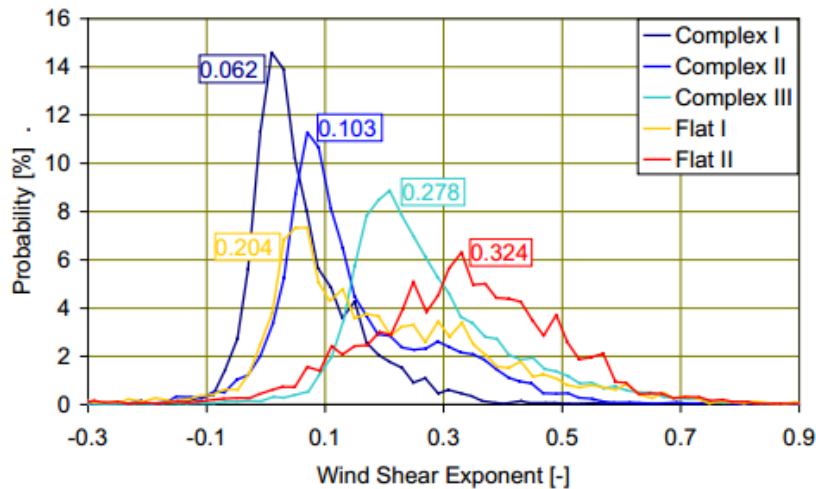


Figura 5-5: Influência do tipo de terreno na distribuição do expoente de *shear* [11].

- **Velocidade do vento equivalente do rotor**

A velocidade do vento equivalente do rotor descreve o fluxo de energia cinética que atravessa a área varrida pelo rotor, em termos de *shear* vertical.

Se estiverem disponíveis pelo menos 3 medições, a velocidade do vento equivalente do rotor é definida como:

$$V_{eq} = \left( \sum_{i=1}^n v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (5.3)$$

onde:

- $n_h$  é o número disponível de alturas de medição ( $n_h \geq 3$ ),
- $v_i$  é a velocidade do vento medida à altura  $i$ ,
- $A$  é a área completa varrida pelo rotor (isto é,  $\pi R^2$  com raio  $R$ ),
- $A_i$  é a área do segmento  $i$ ;

Os segmentos, com áreas  $A_i$ , devem ser escolhidos de modo a que a linha de separação horizontal entre os mesmos se encontre, exatamente, no meio de dois pontos de medição.

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} c(z) dz \quad (5.4)$$

onde:

- $z_i$  é a altura do segmento da linha de separação, da mesma ordem  $i$  considerada em  $v_i$  (de cima para baixo ou de baixo para cima),
- $c(z) = 2\sqrt{R^2 - (z - H)^2}$ , com  $R$  como o raio do rotor e  $H$  como altura do rotor da turbina.

- **Fator de correção do *shear***

Caso 1: *Mastro de medição permanente com altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina utilizando teledeteção ou teledeteção com mastro de medição com altura inferior à altura do eixo do rotor da turbina.*

Quando se usa um dispositivo de teledeteção, o fator de correção de *shear* medido é definido pela razão entre a velocidade de vento equivalente do rotor e a velocidade do vento medida à altura do rotor da turbina, de acordo com a expressão:

$$f_{r,RSD} = v_{eq,RSD} / v_{h,RSD} \quad (5.5)$$

onde:

- $v_{eq,RSD}$  é a velocidade do vento equivalente do rotor medida pelo dispositivo de teledeteção, como definido na expressão 5.3,
- $v_{h,RSD}$  é a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina pelo dispositivo de teledeteção;

Caso 2: *Mastro de medição permanente com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina eólica.*

Quando se usa um mastro de medição com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina eólica, o fator de correção de *shear* medido é definido pela razão entre a velocidade do vento equivalente do rotor e a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina, de acordo com a expressão:

$$f_{r,MM} = v_{eq,MM} / v_{h,MM} \quad (5.6)$$

onde:

$v_{eq,MM}$  é a velocidade do vento equivalente do rotor medida pelos vários anemómetros no mastro de medição, como definido na expressão 5.3,

$v_{h,MM}$  é a velocidade do vento medida pelo anemómetro montado à altura do eixo rotor da turbina;

- **Velocidade do vento com *shear* corrigido**

Se o *shear* e a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina forem calculados com o mesmo aparelho, ou seja, ou com anemómetros ou com RSD, a velocidade do vento equivalente do rotor é definida pela expressão 5.3.

Se a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina for medida utilizando um anemómetro montado no mastro de medição e o *shear* calculado utilizando um RSD, a velocidade do vento equivalente do rotor será definida de acordo com a expressão 5.7:

$$v_{eq,final} = f_{r,RSD} v_{h,MM} \quad (5.7)$$

#### 5.6.1.4 *Correção do veer do vento*

Como explicado no Anexo Q (ver a secção 5.20 da presente dissertação), a mudança da direção do vento ao longo da largura do rotor, conhecida por *veer* de vento, pode ter um impacto significativo na potência de saída da turbina eólica. **No caso de grandes turbinas eólicas**, é recomendável aplicar a definição da velocidade do vento equivalente com a inclusão do *veer* do vento.

#### 5.6.1.5 *Correção da intensidade da turbulência*

As medições da curva de potência são influenciadas pela intensidade da turbulência, o que se fica a dever, no fundamental, ao cálculo dos valores médios da potência de saída e dos valores médios da velocidade do vento ao longo de períodos de 10 minutos. Desta forma, é recomendável remover este efeito das medições através da normalização dos dados “em bruto” da curva de potência, seguindo os procedimentos do Anexo M do *draft* e tal como o descrito na secção 5.18.

O valor permanente da intensidade de turbulência deve ser definido previamente ao cálculo da curva de potência e em função da velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina. Se tal valor não estiver definido, deve assumir-se um valor permanente de 0,10. Mesmo que não se realize uma normalização da curva de potência em relação à turbulência, deve ser estimada a incerteza devido aos efeitos da mesma, de acordo com o Anexo M do *draft* (ver a secção 5.18 da presente dissertação).

### 5.6.2 Determinação da curva de potência medida.

O algoritmo para o cálculo da curva de potência é igual nos dois documentos normativos:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (5.8)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (5.9)$$

onde:

- $V_i$  é a velocidade do vento média e normalizada no *bin*  $i$ ,
- $V_{n,i,j}$  é a velocidade do vento normalizada do conjunto de dados  $j$  no *bin*  $i$ ,
- $P_i$  é a potência de saída média e normalizada no *bin*  $i$ ,
- $P_{n,i,j}$  é a potência de saída normalizada do conjunto de dados  $j$  no *bin*  $i$ ,
- $N_i$  é o número de conjuntos de dados de 10 minutos no *bin*  $i$ .

#### O que é novo/diferente no draft?

A determinação da curva de potência deve ser baseada nos valores da velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica ou em relação aos valores da velocidade do vento equivalente do rotor, tendo em conta as restrições presentes na Figura 5-2. No entanto, é recomendável a consideração do *shear* do vento, do *veer* do vento e da intensidade da turbulência, de modo a tornar a curva de potência o mais possível representativa do local em análise. Deste modo, deve ser utilizada a definição da velocidade de vento equivalente do rotor.

A dedução da curva de potência tendo em conta o  $V_{hn}$ , como descrito na secção 5.16 desta dissertação (Anexo P do *draft*), e a normalização da potência de saída tendo em conta a turbulência, são opções apenas recomendáveis quando se realiza uma comparação entre diferentes curvas de potência ou quando as curvas de potência se destinam à avaliação de recursos de vento.

### 5.6.3 Produção de energia Anual (AEP)

O cálculo da produção de energia anual é muito semelhante nos dois documentos normativos, e é conseguido com a aplicação da seguinte expressão:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (5.10)$$

onde:

- $AEP$  é a produção anual de energia,
- $N_h$  é o número de horas num ano, igual a 8760 h,
- $N$  é o número de *bins*,
- $V_i$  é a velocidade média do vento normalizada no *bin*  $i$ ,

$P_i$  é a potência média de saída normalizada no *bin*  $i$ .

e

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (5.11)$$

onde:

$F(V)$  é a função de distribuição de probabilidade cumulativa para a velocidade do vento,

$V_{ave}$  é velocidade do vento anual e média à altura do rotor da turbina,

$V$  é a velocidade do vento.

A soma é iniciada assumindo que  $V_{i-1}$  é igual a  $(V_i - 0,5 \text{ m/s})$  e que  $P_{i-1}$  é igual a 0,0 kW.

#### O que é novo/diferente no *draft*?

A única diferença está relacionada com o facto de se conhecer ou não a distribuição específica de ventos do local e de esta ser apresentada em forma tabelar. Se tal se verificar, o AEP deve ser calculado multiplicando a potência em cada *bin* de velocidade do vento pelo número de horas que ocorrem dentro desse *bin*. A distribuição tabelar deve ser apresentada no mesmo intervalo de *bin* da curva de potência (0,5 m/s) e convertida para horas por ano.

Se a distribuição de ventos do local é apresentada como uma distribuição de *Weibull*, com forma e fatores de escala conhecidos, então o AEP deve ser calculado pela expressão 5.10, mas substituindo a função de distribuição de probabilidade cumulativa pela expressão:

$$F(V) = 1 - e^{\left(\frac{V}{A}\right)^k} \quad (5.12)$$

onde:

$F(V)$  é agora a função de distribuição de probabilidade cumulativa para a velocidade do vento,

$V$  é a velocidade do vento,

$A$  é o fator de escala de *Weibull*,

$k$  é o fator de forma de *Weibull*.

#### 5.6.4 Coeficiente de Potência

O coeficiente de potência é calculado através da seguinte expressão:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2}\rho_0 A V_i^3} \quad (5.13)$$

onde:

$C_{P,i}$  é o coeficiente de potência, no *bin*  $i$ ,



$V_i$	é a velocidade média do vento normalizada, no <i>bin i</i> ; (referente à velocidade do vento equivalente do rotor ou à velocidade do vento à altura do rotor da turbina),
$P_i$	é a potência média de saída e normalizada no <i>bin i</i> ,
$A$	é a área varrida pelo rotor da turbina eólica,
$\rho_0$	é a densidade permanente.

## 5.7 Formato do relatório

A informação que o relatório de resultados deve conter é igual nos dois documentos normativos, embora com a adição de alguns novos requerimentos.

### O que é novo/diferente no draft?

No que toca à descrição do local do ensaio, passará a ser requerido adicionalmente:

- Uma tabela com as coordenadas e com a elevação da turbina em ensaio, com os equipamentos de medição do vento e com qualquer obstáculo considerado na avaliação dos mesmos.

Na descrição do processo de medição, passará a ser requerido adicionalmente:

- Um documento com as calibrações, com as correções ou com as funções de transferência aplicadas pelo *data logger* e/ou no pós-processamento.

Uma lista completa de todos os critérios de filtragem usados, incluindo:

- O parâmetro, o dado medido, o período de tempo ou a combinação de parâmetros a ser filtrados,
- O alcance do filtro,
- A justificação para a utilização do filtro,
- A ordem pela qual os filtros são aplicados, devendo ser registada com o número de dados removidos em cada iteração ou, como alternativa, o número de dados que o filtro deveria remover por si só, da base de dados,
- O número inicial de dados na base de dados e o número final de dados depois de aplicados todos os filtros;

Na apresentação dos dados medidos, também passará a ser requerido adicionalmente:

- Os gráficos de dispersão para a densidade do ar em função da velocidade do vento e a velocidade do vento incluindo a sua média por *bin*,

- Deve ser apresentado separadamente os valores do expoente de *shear* nas metades inferior e superior do rotor. Deve ser apresentada a média de ambos os valores de expoente de *shear* por *bin* de velocidade de vento,
- Se medido, a média do expoente de *shear* ou uma representação equivalente das condições de *shear* do local durante a realização do ensaio,
- A média da densidade do ar medida durante a realização do ensaio.

Na apresentação da produção da energia anual estimada, AEP, considera-se apenas a densidade do ar permanente.

Por fim, na apresentação dos resultados da calibração do local é apenas pedido que seja apresentado em formato de tabela.

## **5.8 Avaliação das influências causadas por turbinas eólicas e obstáculos no local de ensaio (Anexo A em ambos os documentos normativos)**

### **5.8.1 Geral**

No Anexo A é descrito um procedimento para determinar os sectores de direção do vento que não podem ser usados durante o ensaio para estabelecimento da curva de potência de uma turbina eólica, já que o fluxo de vento poderá estar sob a influência de obstáculos e/ou outras turbinas eólicas.

Este processo de avaliação é inicialmente dividido em dois passos:

1. Avaliação da influência causada por turbinas eólicas em funcionamento, como descrito na subsecção 5.8.2;
2. Avaliação da influência causada por obstáculos, como descrito na subsecção 5.8.3.

Após a avaliação realizada neste anexo, os sectores válidos são usados na avaliação do terreno de acordo com secção 5.9.

### **5.8.2 Exigências relativas a turbinas eólicas vizinhas e em operação**

Neste âmbito, a única diferença entre os dois documentos normativos reside na afirmação, contida no *draft*, que estipula que as pequenas turbinas eólicas, com altura inferior a  $(2/3) \cdot (H - D/2)$ , devem ser tratadas como objetos.

### 5.8.3 Exigências relativas a obstáculos

Os obstáculos próximos da turbina eólica ou próximos do mastro permanente devem ser avaliados ou como parte da orografia ou, em alternativa, de acordo com o processo descrito nesta secção.

#### O que é novo/diferente no draft?

Um obstáculo é considerado significativo (para a turbina eólica e/ou para o mastro de medição permanente) se exceder um ou mais dos limites presentes na Tabela reproduzida na Figura 5-6, que devem ser aplicados nas duas avaliações seguintes:

1. Para avaliação da envolvente da turbina em ensaio, usando o centro dessa turbina como o centro de círculos com raios iguais a  $2L$ , a  $4L$ , a  $8L$  e a  $16L$ ;
2. Para avaliação da envolvente do mastro de medição permanente, usando a posição do equipamento de medição como o centro de círculos com raios iguais a  $2L$ , a  $4L$ , a  $8L$  e a  $16L$ .

i) Distance*	ii) Sector**	Maximum obstacle height from terrain surface***
iii) $< 2 L$	iv) $360^\circ$	v) $< 1/3 (H-0,5 D)$
vi) $\geq 2 L$ and $< 4 L$	vii) Preliminary measurement sector	viii) $< 2/3 (H-0,5 D)$
ix) $\geq 4 L$ and $< 8 L$	x) Preliminary measurement sector	xi) $< (H-0,5 D)$
xii) $\geq 8 L$ and $< 16 L$	xiii) Preliminary measurement sector	xiv) $< 4/3 (H-0,5 D)$
xv) $\geq 2 L$ and $< 16 L$	xvi) Clearly outside preliminary measurement sector (by $40^\circ$ or more)	xvii) Not applicable

\* from obstacle to wind turbine under test, respectively from obstacle to WME – whereas  $L$  is the distance between turbine under test and wind measurement equipment

\*\* Preliminary measurement sector shall be understood here as the valid sector which remains after evaluation of neighbouring operating wind turbines (as described in Clause A.1, using the calculation described in Clause A.3), whereas all directions which are less than  $40^\circ$  outside shall also be considered.

\*\*\*  $H$  is the hub height and  $D$  is the rotor diameter of the turbine under test.

Figura 5-6: Requisitos para avaliação da relevância dos obstáculos [2].

### 5.8.4 Método de cálculo de sectores a excluir

O método de cálculo dos sectores a excluir, devido à eventual presença de obstáculos nas imediações de turbinas em funcionamento, é igual nos dois documentos normativos aqui comparados.

### 5.8.5 Exigências especiais para grandes objetos

Esta é uma secção nova, introduzida pelo *draft* de revisão da norma atual no conteúdo do Anexo A.

### O que é novo no draft?

Os obstáculos localizados a uma distância menor do que  $4L$  do centro da turbina eólica em ensaio ou do mastro de medição permanente, que em qualquer das direções em análise tenham mais do que 50 m de extensão, devem ser divididos em objetos parciais que, em qualquer direção, não ultrapassem os 50 m de extensão.

Estes objetos parciais podem sobrepor-se uns aos outros e a sua combinação deve cobrir, pelo menos, o tamanho do obstáculo inicial; cada obstáculo parcial deve ser avaliado individualmente.

A relevância de cada objeto parcial deve ser avaliada e, se considerada significativa, deve-se determinar o setor a excluir.

### **5.8.6 Obstáculos temporários**

A referência a obstáculos temporários é, também ela, um ponto novo que apenas é introduzido no *draft* de revisão da norma atual.

Se algum obstáculo temporário (isto é, partes das turbinas eólicas, camiões e gruas, entre outros) estiver presente durante a realização da calibração do local ou durante a medição da curva de potência, deve ser considerado como obstáculo permanente.

## **5.9 Avaliação do terreno no local do ensaio (Anexo B em ambos os documentos normativos)**

Na avaliação do terreno no local de ensaio existem diferenças relevantes entre os dois documentos normativos.

### O que é novo/diferente no draft?

Para a análise do desempenho da curva de potência sem necessidade de proceder à calibração do local de ensaio, devem ser cumpridos os seguintes critérios (para mais detalhes, ver as Figuras 5-7 e 5-8, onde  $L$  é a distância entre a turbina eólica e o mastro de medição permanente,  $H$  é a altura do rotor da turbina e  $D$  é o diâmetro do rotor da turbina em ensaio):

- No local de ensaio, a orografia deve apresentar apenas pequenas variações em relação a um plano;
- Cada um desses planos não deve exceder um certo limite para o respetivo declive.

A avaliação do terreno deve ser realizada usando um modelo digital do terreno com uma escala de resolução de 30 m ou menos.

Para cada sector de medição, a tabela reproduzida na Figura 5-8 deve ser aplicada para efeitos das duas avaliações seguintes:

1. Para a avaliação da área circundante à turbina em ensaio, usando o centro dessa turbina como o centro de círculos com raios iguais a  $2L$ , a  $4L$ , a  $8L$  e a  $16L$ ;
2. Para a avaliação da área circundante ao mastro de medição, usando o centro do mastro de medição em ensaio como o centro de círculos com raios iguais a  $2L$ , a  $4L$ , a  $8L$  e a  $16L$ .

Se, em ambos os casos, o terreno em estudo estiver de acordo com os requisitos apresentados na Tabela reproduzida na Figura 5-8, então não será necessário empreender o processo de calibração do local. Em caso negativo, tal já será necessário.

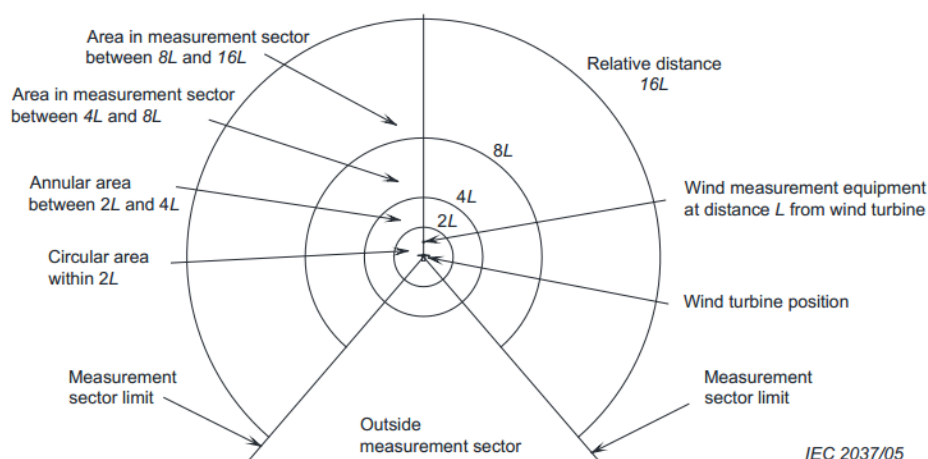


Figura 5-7: Ilustração da área a ser avaliada, visão de topo [2].

Distance	Sector*	Maximum slope %	Maximum terrain variation from plane
$< 2L$	360°	$< 3^{**}$	$< 1/3$ (H-0,5 D)
$\geq 2L$ and $< 4L$	Measurement sector	$< 5^{**}$	$< 2/3$ (H-0,5 D)
$\geq 2L$ and $< 4L$	Outside measurement sector	$< 10^{***}$	Not applicable
$\geq 4L$ and $< 8L$	Measurement sector	$< 10^{**}$	$< (H-0,5 D)$
$\geq 8L$ and $< 16L$	Measurement sector	$< 10^{***}$	Not applicable

\* Measurement sector is understood here by default as the remaining valid sector after execution of the procedure defined in Annex A, whereas it is also allowed to use a smaller sector<sup>15</sup>.

\*\* The maximum slope of the plane, which provides the best fit to the sectoral terrain and passes through the tower base.

\*\*\* The line of steepest slope that connects the tower base to individual terrain points on the surface of the terrain within the sector.

Figura 5-8: Requisitos para o local de ensaio: variações topográficas [2].

## 5.10 Processo de calibração do local (Anexo C em ambos os documentos normativos)

### 5.10.1 Visão global do processo

O objetivo da calibração do local é quantificar e potencialmente reduzir os efeitos do terreno e dos obstáculos no desempenho da curva de potência medida. Isto porque o terreno e

obstáculos podem causar diferenças significativas nos valores de velocidade do vento medida entre o mastro de medição permanente e o local de instalação da turbina eólica.

No *draft* de revisão da norma atual são abordados novos elementos que podem afetar a relação anteriormente descrita, e que são: a estabilidade atmosférica, a intensidade de turbulência e/ou o perfil de *shear*.

### O que é novo/diferente no *draft*?

**Considerações sazonais:** a estabilidade atmosférica, a turbulência e o *shear* podem ser relacionados com diferentes condições sazonais. É na consideração destes novos elementos e na consideração da mudança da rugosidade tendo em conta a estação do ano (isto é, as mudanças na vegetação na área de ensaio ou outras mudanças diretamente relacionadas com a mudança da estação do ano), que se verifica uma diferença importante entre a norma em vigor e o *draft* para revisão da mesma. Dessa forma, é aconselhável realizar a calibração do local e a medição da curva de potência na mesma estação do ano ou no mesmo conjunto de estações; se tal não acontecer, deverão ser consideradas incertezas adicionais (que serão analisadas posteriormente nesta dissertação).

O resultado final da calibração do local é o mesmo, quer se considere a versão atual da norma quer o *draft*, ou seja:

- (1) uma tabela de correções para todas as direções de vento dentro do sector de medição, e
- (2) uma estimativa da incerteza desses fatores de correção.

O procedimento estipulado no *draft* é definido para a velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica; no entanto, este procedimento também pode ser aplicado utilizando a definição da velocidade do vento equivalente do rotor em cada localização (no mastro de medição permanente e no mastro de medição provisório), neste caso sendo necessário substituir a velocidade do vento equivalente do rotor, em cada localização, pela velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina.

A instalação de dois mastros de medição é um procedimento comum a ambos os documentos normativos, sendo que um é o mastro de medição permanente, também usado para o cálculo da curva de potência e, o outro, é um mastro de medição temporário, localizado na posição da turbina eólica e removido no final do processo de calibração.

O principal objetivo da instalação e medição da velocidade do vento nos dois mastros é o de caracterizar a correlação das velocidades do vento entre as duas posições.

A figura seguinte mostra um *flow chart* da calibração do local, segundo o *draft* de revisão da norma atual.

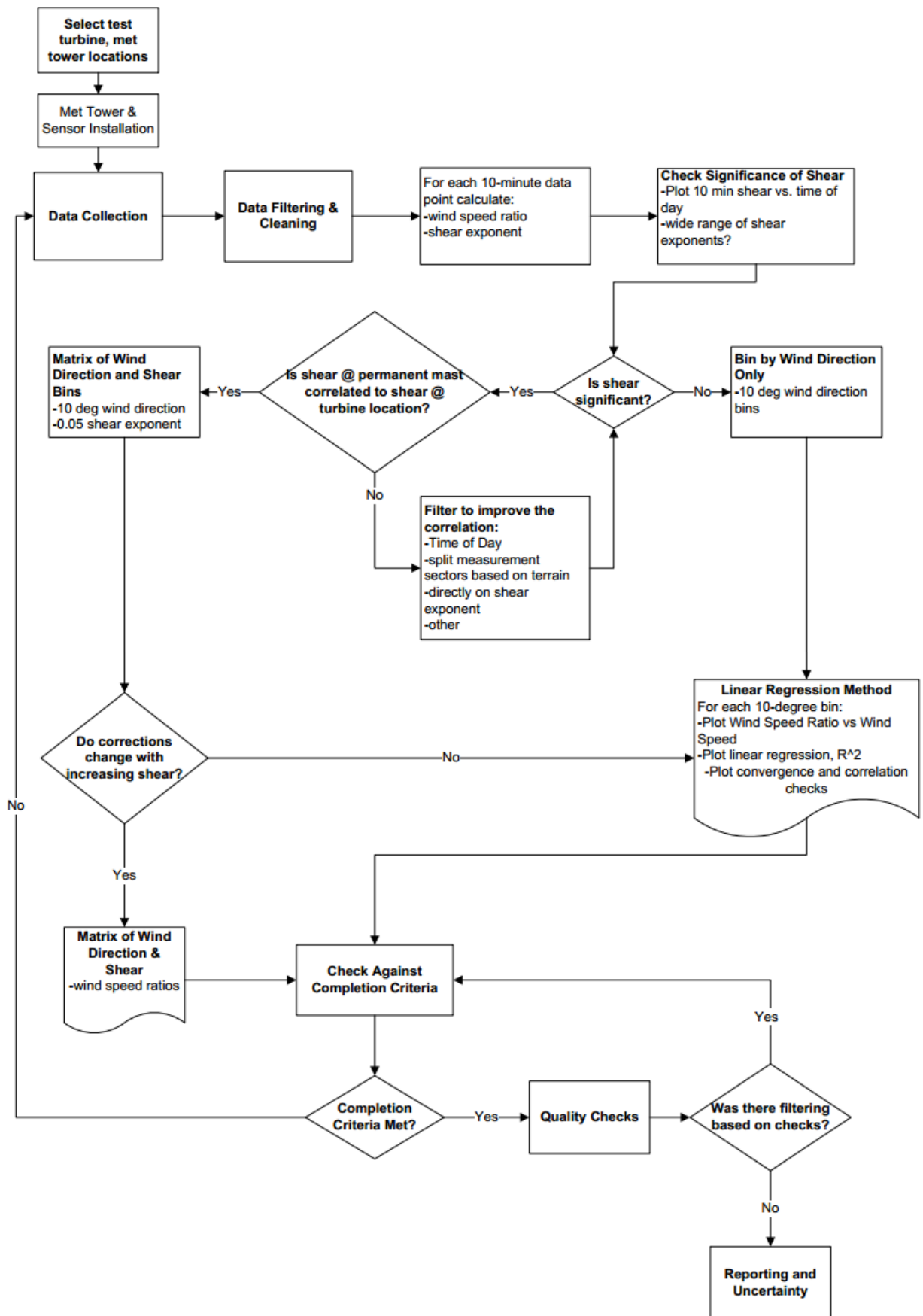


Figura 5-9: Flow Chart da calibração do local [2].

## 5.10.2 Ensaio de configuração

O mastro de medição temporário deve ser colocado o mais próximo possível da posição real da turbina em ensaio, isto é, a  $0,2H$  da posição real da turbina, onde  $H$  é a altura do eixo do rotor da turbina eólica.

### O que é novo/diferente no draft?

Ambos os mastros de medição (permanente e provisório) devem ser do mesmo tipo e ter a mesma geometria de montagem, de modo a que se verifiquem os mesmos efeitos de montagem nos sensores.

São apresentados três tipos de terreno (ver Figura 5-10), pois o tipo de terreno deve ser levado em consideração aquando da escolha do local da localização de ambos os mastros. Estes três tipos de terrenos são apresentados com o objetivo único de facilitar e auxiliar a escolha do local de implantação dos mastros e fornecer um maior discernimento nas condições esperadas aquando da realização das medições.

#### **Terreno do tipo A:**

É o tipo de terreno menos complexo: não apresenta mudanças significativas na elevação relativamente à altura do eixo do rotor da turbina ou a presença de encostas íngremes ao longo de grandes distâncias. Como exemplos de terreno do tipo A referem-se os que estão de acordo com os requisitos do Anexo B dos documentos normativos em apreço, já apresentados na secção 5.9 da presente dissertação.

Aquando da realização da calibração do local em terrenos tipo A, o *shear* do vento é normalmente correlacionado relevante entre os dois mastros de medição. Nessa situação, os resultados da calibração do local serão dependentes do *shear* do vento e da direção do vento.

#### **Terreno do tipo B:**

O terreno do tipo B é um terreno com topografia moderada a complexa. Este tipo inclui montanhas, cumes e colinas, entre outros, onde se verificam elevadas mudanças de elevação relativamente à altura do rotor da turbina. Tipicamente, o *shear* do vento é baixo e relativamente consistente, podendo ser negativo algumas vezes; o seu efeito não é tão significativo como nos terrenos do tipo A. Em terrenos do tipo B, os resultados da calibração do local dependem frequentemente da velocidade do vento e da direção do vento, especialmente se a diferença em elevação entre os dois mastros for maior do que 10 m. Então, o resultado da calibração do local é, normalmente, uma regressão linear.

Em locais tipo B, a componente induzida pelo terreno do fluxo ascendente/vertical da velocidade do vento pode ter um impacto significativo na incerteza, dependendo da resposta dos anemómetros à dita componente.



### Terreno do tipo C:

Os terrenos do tipo C incluem as situações mais extremas numa perspectiva das medições associadas à calibração do local, ou seja, são terrenos íngremes, tais como montanhas e/ou desfiladeiros, que podem causar turbulências e criar zonas de recirculação de vento no local de ensaio da turbina. São terrenos tão complexos que a correlação entre o mastro de referência e o mastro provisório é normalmente muito baixa. As correções da calibração do local podem diferir significativamente entre *bins* de direcção adjacentes. Desta forma, deve-se ter muito cuidado na seleção da localização dos mastros, pois os dados podem ter uma elevada dispersão e levar a que os resultados apresentem uma elevada incerteza.

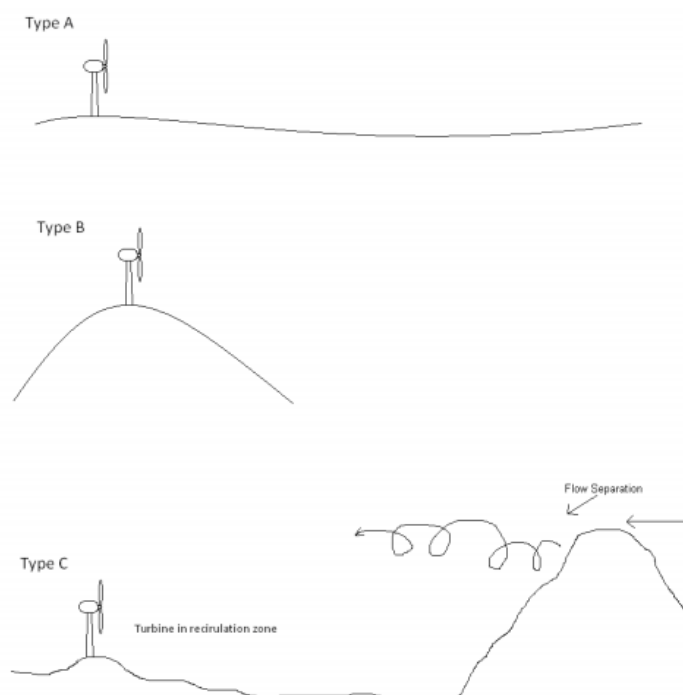


Figura 5-10: Tipos de Terreno [2].

### 5.10.3 Instrumentação

A partir deste ponto, todas as considerações apresentadas na secção 5.10 estarão de acordo com o método de calibração do local prescrito no *draft*, que difere substancialmente do contido na versão atual da norma.

Assim, segundo o *draft* e de acordo com o já apresentado na subsecção 5.4.2.3 (Medições de *shear*) da presente dissertação, são requeridas, no mínimo, medidas da velocidade do vento a uma altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina, da direcção do vento próxima da altura do eixo do rotor da turbina e do *shear* do vento em ambos os mastros de medição.

Os sensores utilizados na calibração do local devem estar de acordo com os requisitos já indicados em 5.4.2 (Velocidade do vento) e seguir as indicações do Anexo G, tal como descrito na secção 5.14 (Montagem dos Instrumentos no mastro de medição), devendo os anemómetros

ser do mesmo tipo, com as mesmas características de funcionamento e calibrados no mesmo túnel de vento. Mais ainda, os anemómetros utilizados na medição da curva de potência devem ser do mesmo tipo e com as mesmas características de funcionamento dos utilizados na calibração do local.

Dependendo das características do local, são ainda recomendadas medições adicionais de modo a disponibilizar informação sobre as condições do local, mas não com carácter normativo. Por recurso a:

- um medidor de velocidade vertical do vento (por exemplo, usando um anemómetro ultrassónico 3D) montado a 10% da altura do eixo do rotor da turbina, ou à altura de 5 m no caso de turbinas pequenas;
- uma vareta de medição da direção do vento;
- um sensor de temperatura a uma altura correspondente à altura do eixo do rotor da turbina, quando são esperadas condições de gelo durante a calibração do local,

estas medições devem ser utilizadas para melhorar a qualidade global da calibração do local e da medição da curva de potência, pois permitem uma melhor identificação de condições atmosféricas atípicas que estão associadas a valores discrepantes com peso significativo no resultado final.

Para evitar a introdução de desequilíbrios na medição da direção do vento, devido à incerteza característica do sensor instalado, o mastro de medição permanente e o seu sensor de direção de vento não devem ser removidos entre a calibração do local e a medição da curva de potência. Se o sensor for removido ou alterado, devem ser calculadas incertezas adicionais, seguindo a explicação dada na subsecção 5.10.10.4.

Se o mastro de medição permanente for removido ou reinstalado durante a calibração do local e a medição da curva de potência, aquando do cálculo da curva de potência todos os instrumentos devem ser instalados com as mesmas configurações e com os mesmos ângulos, de modo a terem efeitos de montagem similares.

#### **5.10.4 Aquisição de dados e critérios de rejeição**

Qualquer condição atmosférica especial que seja filtrada durante a calibração do local também o terá de ser durante a medição da curva de potência.

#### **5.10.5 Análise**

Para cada período de 10 minutos de aquisição de dados, devem ser efetuados os seguintes cálculos:

1. A razão entre a velocidade do vento medida no mastro provisório à altura do eixo do rotor da turbina eólica e a velocidade do vento no mastro permanente à mesma altura.

2. O expoente de *shear* de vento em ambos os mastros de medição.
3. O momento do dia, usando um relógio com a data e a hora.

A este propósito refere-se que principal diferença entre os métodos de calibração do local previstos na versão atual da norma e no *draft* para a sua revisão, baseia-se na análise do *shear* de vento no local e se este é considerado, ou não, como um fator significativo. De modo a ilustrar as condições do *shear* no local e de modo a assistir na avaliação do *shear*, devem ser gerados os seguintes gráficos de dispersão para ambos os mastros de medição, utilizando para isso os dados filtrados:

1. Gráfico de dispersão do expoente do *shear* de vento em função do momento do dia;
2. Gráfico de dispersão do expoente do *shear* de vento em função da direção do vento;
3. Gráfico de dispersão do expoente do *shear* de vento em função da velocidade do vento;
4. Gráfico de dispersão da velocidade do vento em função do momento do dia.

Neste contexto, é de realçar que, num local onde se sentem os efeitos da estabilidade atmosférica, são normalmente baixos os valores dos expoentes de *shear* observados durante o dia, ao passo que, durante a noite, o *shear* de vento já será elevado. Então, é natural encontrar nestes locais uma vasta gama de expoentes de *shear* e uma mudança notável nos valores dessa característica do dia para a noite.

Independentemente da estabilidade atmosférica, se mais do que 25% dos dados tiver um expoente de *shear* superior a 0,25, então o *shear* de vento deve ser considerado como um fator significativo.

Se o *shear* de vento for considerado como sendo um fator significativo, então a calibração do local deve ser avaliada seguindo o método apresentado em 5.10.6 (Calibração do local, com *shear* relevante); caso contrário, a calibração do local deve ser avaliada seguindo o método descrito em 5.10.7 (Calibração do local com efeitos de *shear* negligenciáveis). É permitido dividir o sector de medição, utilizando para cada divisão métodos diferentes, pois pode acontecer, por exemplo, que uma parte do terreno em análise seja do tipo A e outra parte do terreno seja do tipo B.

#### **5.10.6 Calibração do local (SC) com *shear* relevante**

Se o *shear* de vento for considerado significativo, considera-se que o *shear* medido no mastro provisório pode ser previsto através do *shear* medido no mastro de referência; para tal, o método mais simples passa por criar um gráfico de dispersão do *shear* no mastro provisório em função do *shear* no mastro de referência e calcular uma regressão linear ordinária dos mínimos quadrados, devendo a mesma ser calculada com os dados filtrados. A regressão linear deve ser usada durante a medição da curva de potência para, dessa forma, prever o *shear* de vento no local da turbina.

Contudo, se o *shear* nos dois mastros de medição não estiver correlacionado para todos os casos, é necessário tomar medidas para que tal se verifique. Normalmente, dados não correlacionados ocorrem em locais com ciclo diurno de estabilidade atmosférica e onde há uma significativa diferença de elevação entre os dois mastros de medição. Nestes casos, é sugerido filtrar os dados com base no momento do dia considerado, para dessa forma remover os *shears* elevados que se verificam durante a noite, devendo este filtro ser aplicado através da análise do gráfico do expoente de *shear* de vento em função do momento do dia. Desta forma reduz-se o sector de medição de tal modo que só são consideradas direções com as mesmas condições de escoamento.

Importa referir aqui que pode e deve ser usada a filtragem ou a subdivisão da calibração do local em estações, ou qualquer outro método que permita chegar a um conjunto de dados totalmente correlacionados; para determinar os sectores a filtrar ou a subdividir pode ser útil o gráfico do expoente de *shear* de vento em função da direção do vento. Qualquer filtro adicional aplicado à calibração do local deve ser aplicado também no cálculo da curva de potência e apenas os dados do mastro de referência devem ser usados para a filtragem, já que, aquando do cálculo da curva de potência, não será possível filtrar os dados do mastro provisório.

De modo a avaliar o impacto dos filtros numa possível perda de dados a certas velocidades de vento, deve ser usado um conjunto de gráficos, tais como o do expoente de *shear* de vento em função da direção do vento, o do expoente de *shear* de vento em função da velocidade do vento e o da velocidade do vento em função do momento do dia. Por exemplo, se ao aplicar um tipo de filtro este resulta na perda de dados para altas velocidades de vento, então esse filtro pode não ser prático. Em último caso, a solução pode passar por usar diferentes calibrações do local, cada uma válida para uma condição atmosférica específica.

Assim que esteja assegurada a correlação do *shear* de vento, os dados devem ser classificados em *bins* de direção de vento e em *bins* de *shear*, sendo que o tamanho dos *bins* de direção de vento não deve ser maior do que 10° e não devem ser menores do que a incerteza do sensor de direção de vento. Por outro lado, os *bins* do *shear* de vento devem sofrer incrementos de 0,05.

Como correção a aplicar, deve-se calcular a média dos rácios da velocidade de vento para cada *bin*. Como alternativa, pode calcular-se uma regressão linear ordinária dos mínimos quadrados para cada *bin*, resultando no cálculo de um declive e de um ponto de interceção. No entanto, a regressão linear deve apenas ser usada para *bins* que contenham dados suficientes que permitam apresentar uma regressão linear representativa.

Os critérios que tornam os *bins* de direcção de vento e de *shear* completos são:

- Para cada *bin* de direção de vento, o número de dados de todos os *bins* de *shear* dentro dessa direção de vento deve ser no mínimo de 144 dados (24 horas de dados). Mesmo os

*bins* de *shear* incompletos (com menos de 3 dados por *bin* de *shear*) devem ser incluídos neste total. Mais ainda, cada direção de vento deve conter no mínimo 6 horas de dados acima e 6 horas de dados abaixo de 8 m/s.

- Cada *bin* de *shear* dentro de uma direção de vento completa deve conter no mínimo 3 dados.

Em alternativa, também devem ser considerados como completos os *bins* de *shear* dentro de sectores de direções de vento que contenham no mínimo 6 horas de dados.

Se se verificar que as correções da matriz não variam com o aumento do *shear* então os *bins* de *shear* devem ser eliminados e os dados devem ser avaliados apenas tendo em conta a direção do vento (SC com efeitos de *shear* negligenciáveis).

Durante a medição da curva de potência, os dados devem ser divididos em *bins* de direção de vento e, em cada período de 10 minutos, deve ser calculado o expoente do *shear* de vento no mastro de referência. A correção aplicada à velocidade do vento medida no mastro de medição permanente deve ser a razão entre a velocidade do vento, interpolada para o valor de *shear* medido através da média dos valores de *shear* e o expoente de *shear* medido para esse *bin* de direção. A extrapolação é permitida para expoentes do *shear* de vento que estão dentro do último *bin* de *shear* completo, por exemplo, se o último *bin* de *shear* completo da calibração do local é o *bin* de *shear* de 0,6, é permitida a extrapolação para medir valores de expoente de *shear* entre 0,60 e 0,625.

Finalmente, ainda é possível a interpolação entre dois *bins* de *shear* completos ao longo de um *bin* de *shear* incompleto, mas, por outro lado, já não é permitida a interpolação entre *bins* de direção de vento.

#### **5.10.7 SC com efeitos de *shear* negligenciáveis**

Se o *shear* de vento for considerado negligenciável, os dados deverão ser apenas subdivididos em *bins* de direção de vento, não devendo cada *bin* de direção de vento ser maior do que 10° nem menor do que a incerteza do sensor de direção de vento. Por consistência, é sugerida a utilização de *bins* de 10° centrados em múltiplos inteiros de 10°.

Para cada *bin* de direção de vento deve ser calculada uma regressão linear ordinária dos mínimos quadrados, com a velocidade do vento do mastro de medição permanente como variável dependente e com a velocidade do vento do mastro de medição provisório como variável independente. Mais ainda, é necessário calcular um declive e um ponto de interceção para cada *bin* de direção de vento.

Cada *bin* de direção de vento deve ter pelo menos:

- 24 horas de dados.
- 6 horas de dados para ventos inferiores a 8 m/s e 6 horas de dados para ventos superiores a 8 m/s.

- Deve existir uma vasta distribuição de velocidades de vento em cada *bin* de modo a existir uma boa correlação (ver 5.10.10.2), sendo recomendável a presença de velocidades de ventos até 11 m/s.
- De notar que os valores discrepantes têm um peso considerável na regressão linear ordinária dos mínimos quadrados, pelo que deve ser analisado qualquer *outlier* que aparente ter um peso significativo na regressão.

Para ilustrar a correlação entre os dois mastros de medição, devem ser gerados os seguintes gráficos para cada *bin* completo de direção de vento, dentro do sector de medição:

- Velocidade do vento no mastro provisório em função da velocidade de vento no mastro de referência, incluindo uma indicação da regressão linear e dos coeficientes de correlação (normalmente conhecido como valor  $r^2$ );
- Num único eixo, *plot*:
- Rácio de velocidade do vento (velocidade medida no mastro provisório a dividir pela velocidade do vento medida no mastro permanente) em função da velocidade de vento no mastro permanente;
- *Bins* da média dos rácios da velocidade do vento em *bins* de velocidade de 0,5 m/s;
- Uma linha  $y=m+b/x$  onde  $m$  é o declive da regressão linear,  $b$  é a interceção e  $x$  é a velocidade do vento de referência;
- Uma linha horizontal a indicar a média de todos os rácios de velocidade de vento dentro do *bin* de direção de vento.

## 5.10.8 Cálculos adicionais

De modo a calcular a velocidade do vento prevista para todos os dados na localização da turbina, as correções alcançadas através da realização da calibração do local devem ser aplicadas aos dados da velocidade de vento medidos pelo mastro de referência.

$$V_{Turb\_prevista} = F(V_{MR}, BDV, \alpha) \quad (5.14)$$

onde:

$V_{Turb\_prevista}$ :	Velocidade do vento prevista na localização da turbina,
$F(V_{PM}, BDV, \alpha)$ :	Correção do SC, onde;
$V_{MR}$ :	Velocidade do vento no mastro de referência,
$BDV$ :	<i>Bin</i> de direcção de vento,
$\alpha$	Expoente de <i>Shear</i> , se aplicável.

Para todos os dados a cada 10 minutos deve ainda ser calculado um SC residual, tal como indicado a seguir:

$$residual = V_{Turb\_prevista} - V_{Turb\_medida} \quad (5.15)$$

Por fim, deve ser calculado um último parâmetro, vulgarmente designado por *self\_consistency parameter*, para todos os dados a cada 10 minutos:

$$self_{consistency_{parameter}} = \frac{V_{Turb\_prevista}}{V_{Turb\_medida}} \quad (5.16)$$

### 5.10.9 Guia de incertezas

Antes de mais é importante referir que uma explicação detalhada do significado das incertezas de categoria A e B será dada nas secções 5.11 e 5.12 da presente dissertação.

#### 5.10.9.1 Incertezas de categoria A da calibração do local

O desvio padrão da velocidade de vento em todos os períodos de 10 m in é calculado da seguinte forma:

$$d_{std} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (d_k - \bar{d})^2}{N-1}} \quad (5.17)$$

onde:

- $d_k$ : Resíduo no período k de 10 min (Expressão 5.15),
- $\bar{d}$ : Valor médio de  $d_k$  para todos os dados da calibração do local,
- $N$ : Número de dados incluídos na análise da calibração do local,
- $d_{std}$ : Desvio padrão dos desvios da velocidade do vento.

Apenas devem ser incluídos no cálculo do desvio padrão os dados que foram incluídos na avaliação da calibração do local.

A incerteza estatística da calibração do local é igual a:

$$S_{sc} = d_{std} \cdot \frac{\sqrt{N-1}}{\sqrt{f \cdot N}} \quad (5.18)$$

onde f é o número de graus de liberdade da calibração do local, com  $f = (N - S \cdot n)$ , e:

- S: N° de sectores da calibração do local,
- n: Número de parâmetros do algoritmo da calibração do local (igual a 1 no caso da utilização do rácio da média dos *bins* de velocidade de vento, e igual 2 por subsector de direção de vento na aplicação da regressão linear).

#### 5.10.9.2 Incertezas de categoria B da calibração do local

Na avaliação da incerteza combinada do tipo B, devem ser considerados como independentes entre si os seguintes componentes de incerteza:

$u_{v1,i}$ : **Calibração do Anemómetro** - a incerteza da calibração do anemómetro deve ser retirada das calibrações do sensor. Se as calibrações dos anemómetros, em ambos os mastros

de medição, tiverem sido realizadas no mesmo túnel, as incertezas estimadas estarão correlacionadas e serão desprezadas. Em caso contrário, as incertezas serão independentes e deverão ser consideradas.

**$u_{v2,i}$ : Características operacionais do anemómetro** - as incertezas operacionais do anemómetro do mastro provisório devem ser levadas em conta no cálculo das incertezas da calibração do local. Durante o cálculo da curva de potência, estas incertezas só serão consideradas se se verificarem diferenças ambientais substanciais entre o SC e o cálculo da curva de potência, o que resultará em diferentes características operacionais do anemómetro.

**$u_{v3,i}$ : Efeitos de montagem** - na avaliação das incertezas da calibração do local, deve ser considerada a incerteza da montagem do anemómetro no mastro provisório. No anemómetro do mastro de referência, esta incerteza só será considerada relevante se tiverem sido realizadas alterações ou ajustes na montagem entre o SC e o cálculo da curva de potência.

**$u_{dv,i}$ :** A incerteza na velocidade do vento devido ao sistema de aquisição de dados deve ser estimada por recurso ao prescrito no Anexo D, tal como descrito na secção 5.11 desta dissertação.

### **5.10.9.3      *Incertezas combinadas***

Para efeitos de avaliação da incerteza combinada da calibração do local também devem ser considerados como independentes entre si os componentes de incerteza de categoria A e de categoria B.

## **5.10.10      Ensaios de qualidade e incertezas adicionais**

### **5.10.10.1      *Ensaio de convergência:***

Deve ser realizado um ensaio de convergência utilizando o parâmetro *self-consistency*, para cada *bin* de direção. Para a análise da convergência será útil o cálculo da média cumulativa do parâmetro *self-consistency* e a criação de um gráfico com o número de horas por *bin* de direção de vento.

Para verificar a convergência é necessário que 16 horas de dados da média cumulativa do parâmetro *self\_consistency* convirjam para uma variação igual a  $\pm 0,5\%$  do valor final da média cumulativa calculada, ou que 25% do total de dados deste *bin* convirjam para a mesma variação. Se este critério não for verificado, então a incerteza da calibração do local deverá ser aumentada, como explicado em seguida: a incerteza sistemática adicional da calibração do local deve ser igual à soma da média dos resíduos com o desvio padrão para cada *bin*.

É também recomendável criar gráficos de dispersão dos resíduos e do parâmetro *self-consistency*, em função do tempo e para cada *bin* de direção do vento.



#### 5.10.10.2 Ensaio de correlação para a regressão linear (SC na secção 5.10.7)

Para cada setor de direção de vento deve ser avaliado o nível de correlação, através do coeficiente de correlação da regressão, normalmente conhecido como valor  $r^2$ , devendo esta avaliação ser incluída no relatório.

Se  $r^2 < 0.99$ , então este sector deve ser rejeitado. No entanto, podem ser reintroduzidos os sectores onde  $r^2 < 0.99$ , mas a incerteza da calibração do local terá de ser aumentada como explicado: a incerteza sistemática adicional da calibração do local deve ser igual à soma da média dos resíduos com o desvio padrão para cada *bin*.

Se um *bin* não cumprir o critério  $r^2$  e não for aprovado no ensaio de convergência, terá de ser feito um ajustamento<sup>14</sup>.

#### 5.10.10.3 Mudança na correção entre bins de direção de vento adjacentes

Onde o fluxo do vento difere mais do que 2% entre sectores vizinhos é recomendável que sejam eliminadas as direcções de vento de sectores de medição, para o que se apresentam os detalhes dos procedimentos envolvidos:

1. Avaliar os dados e calcular as correções da calibração do local,
2. Deslocar as correções da calibração do local em um sector de direção de modo a que os fatores de correção ou as regressões lineares sejam aplicados ao *bin* de direcção de vento adjacente. Por exemplo, se a correção aplicada ao *bin* de 290° for igual a  $1,024x + 0,1$ , aplica-se esta correção ao *bin* de 280 graus,
3. Usando as correções ajustadas de acordo com o ponto 2 e os dados da calibração do local, calcular a velocidade do vento no mastro provisório para cada período de 10 minutos e, depois, calcular o parâmetro de *self-consistency*,
4. Calcular a média do parâmetro *self-consistency* para cada *bin* de direção de vento. Se a média for menor do que 0.98 e maior do que 1.02, então esses sectores devem ser eliminados. Se esses sectores não forem eliminados, a incerteza nesses *bins* deve ser aumentada da seguinte forma: 1 menos a média do parâmetro *self-consistency*, multiplicado por 100%.

Deve-se aplicar os resultados do *bin* de 290 graus aos *bins* de 280 e 300 graus. Desta forma, a avaliação pode ser realizada para os limites do sector de medição usando *bins* de resultados completos e conjuntos de dados. O ajuste de incerteza para *bins* que não se encontrem no limite do sector deve ser a média do impacto em mover um *bin* adjacente em cada direção.

---

<sup>14</sup> Não é feita nenhuma referência ao tipo de ajustamento a realizar.

#### **5.10.10.4 Remoção do sensor de direção de vento entre a calibração do local e o ensaio de curva de potência**

Se o sensor de direcção de vento é removido entre a calibração do local e o ensaio da curva de potência, deverá ser introduzido um “erro”, que é motivado pela incerteza do alinhamento do sensor de direcção de vento entre as duas instalações. Esta componente de incerteza, o referido “erro”, deve ser calculado para cada *bin* de direcção usando o método apresentado na secção 5.10.10.3. A única particularidade é que a avaliação da incerteza também engloba o intervalo de 0,98 a 1,02 (ver ponto 4 da secção 5.10.10.3).

#### **5.10.10.5 Medições da curva de potência e da calibração do local em estações do ano diferentes**

As mudanças sazonais, quer nas condições do vento, quer na rugosidade da superfície devido à vegetação e à precipitação (neve e gelo), podem causar uma dependência sazonal nas correções da calibração do local. Então, é recomendável que a calibração do local e o cálculo da curva de potência sejam realizados na mesma estação do ano, por exemplo, ambos no verão. Na eventualidade de ambos os ensaios não serem realizados na mesma estação do ano, deverão ser adotados os procedimentos seguintes:

1. As condições médias de vento no mastro de medição permanente durante a calibração do local (*shear* de vento, turbulência, fluxo ascendente) devem ser comparadas com a média das condições de vento no mastro durante a medição da curva de potência, para todas as direcções de vento dentro de sector de medição. Se estas condições médias diferirem mais do que os valores indicados abaixo:

- a. 0,05 para o expoente de *shear*,
- b. 3% para intensidade de turbulência,
- c. 2 graus para o fluxo ascendente,

deverá ser calculada uma incerteza adicional para os *bins* de direcção de vento.

2. Devem ser avaliadas as mudanças sazonais na rugosidade da superfície devidas à eventual existência de plantações, de cultivos, de árvores com folhagem caduca ou à ocorrência de nevões. Então, deverá ser calculada uma incerteza adicional para os efeitos sazonais.

Se for caso disso (ver 1. e 2.), deverá também ser calculada uma incerteza associada à curva de potência para efeitos sazonais, igual a um terço do valor da correção da calibrabração do local.

## 5.11 Avaliação da incerteza da medição (Anexo D em ambos os documentos normativos)

Uma vez que o verdadeiro resultado de qualquer medição é desconhecido, qualquer resultado será somente uma aproximação ou estimativa do valor do mensurando em questão. Sendo assim, a representação completa de tal mensurando deverá incluir a dúvida deste resultado, a qual é traduzida pela sua incerteza de medição. A incerteza de medição é a indicação quantitativa da qualidade dos resultados de medição, sem a qual os mesmos não poderiam ser comparados entre si ou com um padrão.

Este anexo dos documentos normativos em análise tem como objetivo abordar os requisitos para a determinação da incerteza nas medições. Em ambos é também apresentado um exemplo da estimação das incertezas, usando o método dos *bins* (Anexo E).

A medição da curva de potência deverá ser complementada com uma estimação das incertezas das medições, sendo as mesmas subdivididas em dois grupos: incertezas de categoria A e incertezas de categoria B:

**-Incertezas de categoria A:** O valor desta incerteza pode ser calculado diretamente a partir das medições.

**-Incertezas de categoria B:** Estimadas por outros meios.

Neste âmbito é importante distinguir entre mensurando e componentes de incerteza:

### a) Mensurando

O mensurando é a curva de potência, determinada pelos valores dos *bins* medidos e normalizados da potência elétrica e da velocidade do vento. As incertezas nas medições são convertidas em incertezas do mensurando por meios de fatores de sensibilidade.

### b) Componentes de incerteza

A Tabela reproduzida na Figura 5-11 fornece uma lista mínima dos parâmetros de incerteza que devem ser incluídos na análise da incerteza.

### O que é novo/diferente no draft?

Comparativamente com os parâmetros/componentes de incerteza considerados na versão atual da norma, o *draft* adiciona-lhes:

- Na medição da velocidade do vento - a correção do *shear* de vento e a correção do *veer* de vento.
- Na medição da umidade relativa - o sensor de humidade, os efeitos de montagem e o sistema de aquisição de dados.
- No método - a correção de densidade do ar e a eventual correção de turbulência

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Electric power	Current transformers	B
	Voltage transformers	B
	Power transducer or power measurement device	B
	Data acquisition system (see note)	B
	Variability of electric power	A
Wind speed	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
	Flow distortion due to terrain	B
	Wind shear correction (or lack of shear correction)	B
	Wind veer correction (or lack of veer correction)	B
Air temperature	Temperature sensor	B
	Radiation shielding	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
Air pressure	Pressure sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
Relative Humidity	Humidity sensor	B
	Mounting Effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
Data acquisition system	Signal transmission	B
	System accuracy	B
	Signal conditioning	B
Method	Air Density Correction	B
	Turbulence Correction (or lack of turbulence correction)	B

Figura 5-11: Lista de parâmetros/componentes de incerteza [2].

## 5.12 Base teórica para a determinação da incerteza nas medições, utilizando o método dos *bins* (Anexo E em ambos os documentos normativos)

### 5.12.1 Introdução teórica

A medição da curva de potência deve ser complementada com uma estimativa da incerteza das medições realizadas.

Como já apresentado na secção 5.11 desta dissertação, são considerados dois tipos de incertezas, sendo estas expressas como desvios padrões:

- Incertezas de categoria A: deduzidas das medições,
- Incertezas de categoria B: estimadas por outros meios.

No que concerne ao método geral de cálculo das incertezas de categorias A e B, quer o método associado ao procedimento de cálculo da curva de potência (ver expressão 5.21), quer o método associado ao procedimento de cálculo da produção de energia anual (ver expressão 5.22), são iguais nos dois documentos normativos:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,j} \quad (5.21)$$

onde:

- $c_{k,i}$  é o fator de sensibilidade do componente  $k$  no *bin*  $i$ ;
- $u_{k,i}$  é o componente de incerteza padrão  $k$  no *bin*  $i$ ;
- $M$  é o número de componentes de incerteza em cada *bin*;
- $\rho_{k,l,i,j}$  é o coeficiente de correlação entre o componente de incerteza  $k$  no *bin*  $i$  e o componente de incerteza  $l$  no *bin*  $j$  (na expressão, os componentes  $k$  e  $l$  são ambos do *bin*  $i$ ).

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (5.22)$$

onde:

- $f_i$  é a ocorrência relativa da velocidade do vento entre  $V_{i-1}$  e  $V_i$ :  $F(V_i) - F(V_{i-1})$  dentro do *bin*  $i$ ;
- $F(V_i)$  é a função de distribuição cumulativa específica do local para a velocidade do vento
- $N$  é o número de *bins*;
- $N_h$  é o número de horas num ano, igual a 8760 h.

De seguida, aborda-se o significado destes fatores de sensibilidade:

Os **fatores de sensibilidade** indicam como as mudanças num parâmetro de medição particular afetam a medição do parâmetro principal. Por exemplo, as medições de temperatura são usadas para calcular a densidade do ar que, por sua vez, será usada para normalizar os dados da velocidade do vento no cálculo da curva de potência. O interessante é verificar a variação da potência medida com a temperatura, isto é, o gradiente  $dP/dK$ . Ou seja, verificar a sensibilidade que a potência medida apresenta face à variação de parâmetros particulares, neste caso a temperatura.

Contudo, tendo em conta a complexidade das expressões 5.21 e 5.22, será difícil o cálculo das incertezas (dedução dos coeficiente de correlação), sendo necessário realizar algumas simplificações:

- Os componentes de incerteza ou são completamente correlacionados ( $\rho_{k,l,i,j} = 1$  implica uma soma linear de modo a obter a incerteza combinada) ou são independentes entre si ( $\rho_{k,l,i,j} = 0$  implica uma soma quadrática, isto é, a incerteza combinada é a raiz quadrada das somas das raízes dos componentes de incerteza);

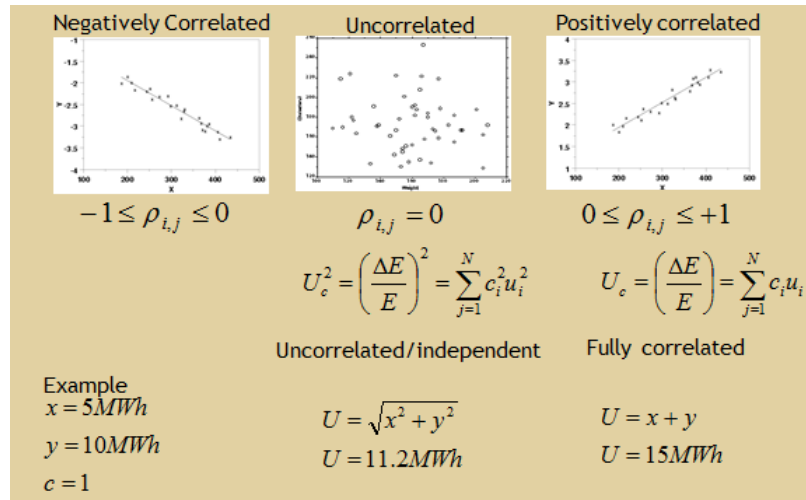


Figura 5-12: Correlação entre componentes de incerteza

- Todos os componentes de incertezas de categoria A são mutuamente independentes entre si e os componentes de incerteza das categorias A e B são independentes, com os componentes de incerteza da categoria B completamente correlacionados.

Usando estas simplificações, a incerteza combinada da potência dentro de um *bin*,  $u_{c,i}$ , ficará expressa por:

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 \quad (5.23)$$

e o método de cálculo das incertezas combinadas, associadas à produção de energia anual de um *bin*,  $u_{AEP}$ , poderá ser realizado através da seguinte expressão:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \left( \sum_{i=1}^N f_i^2 s_{P,i}^2 + s_W^2 + S_{SC}^2 + \left( \sum_{i=1}^N f_i \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2} \right)^2 \right) \quad (5.24)$$

A este propósito é de notar que as expressões 5.23 e 5.24 só consideram as componentes de incertezas incluídas na lista apresentada na Figura 5-11.

Comparativamente com a versão atual da norma, o *draft* para a sua revisão apresenta algumas diferenças, nomeadamente: i) na localização das incertezas associadas ao sistema de aquisição de dados, que agora fazem parte da incerteza de cada parâmetro de medição; ii) na distorção do fluxo de vento, que é agora incluída nas incertezas da velocidade do vento; iii) a incerteza relativa às variações climáticas,  $s_W$ , que é agora avaliada separadamente.

### 5.12.2 O que é novo/diferente no *draft*?

Neste âmbito e como já referido, uma das principais diferenças entre os dois documentos normativos, encontra-se na lista de incertezas das categorias A e B, onde surgem adicionadas novas componentes de incerteza, tal como o assinalado a amarelo na Tabela reproduzida na Figura seguinte.

Desta forma, a expressão usada para o cálculo das incertezas padrão das medições é igual, apenas incluindo mais tipos de incertezas.

Também por isso, não serão aqui apresentadas as expressões de cálculo de todas as componentes de incertezas das categorias A e B que são iguais nos dois documentos normativos.

Category B: Instruments	Note	Standard	Uncertainty	Sensitivity
<b>Power output</b>			$u_{p,i}$	$c_{p,i} = 1$
Current transformers *	a	IEC 60044-1	$u_{p1,i}$	
Voltage transformers *	a	IEC 60044-2	$u_{p2,i}$	
Power transducer or *	a	IEC 60688	$u_{p3,i}$	
Power measurement device *	c		$u_{p4,i}$	
<b>Wind speed</b>			$u_{v,i}$	
Anemometer *	b		$u_{v1,i}$	$c_{v,i} = \left  \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
Operational characteristics *	cd		$u_{v2,i}$	
Mounting effects	c		$u_{v3,i}$	
Flow Distortion/Site Calibration *	c/d		$u_{v4,i}$	
Wind Shear Correction (or lack of wind shear correction)	c		$u_{v5,i}$	
Wind Veer Correction (or lack of wind veer correction)	c		$u_{v6,i}$	
<b>Air density</b>				
<u>Temperature</u>			$u_{T,i}$	$c_{T,i} = \frac{P_i}{288,15K}$
Temperature sensor *	a		$u_{T1,i}$	$c_{B,i} = \frac{P_i}{1013hPa}$
Radiation shielding *	cd		$u_{T2,i}$	
Mounting effects *			$u_{T3,i}$	
<u>Air pressure</u>		ISO 2533	$u_{B,i}$	
Pressure sensor *	a		$u_{B1,i}$	
Mounting effects *	c		$u_{B2,i}$	
<u>Relative Humidity</u>				
<u>Humidity sensor</u>	a			
<u>Mounting effects</u>	cd			
<b>Data acquisition system</b>			$u_{d,i}$	Sensitivity factor is derived from actual uncertainty parameter
Signal transmission *	b		$u_{d1,i}$	
System accuracy *	cd		$u_{d2,i}$	
Signal conditioning *			$u_{d3,i}$	
<b>Category B: Terrain</b>				
<b>Category B: Instruments</b>				
<b>Flow distortion due to terrain</b> *	bc		$u_{v4,i}$	$c_{v,i}$ (see above)
<b>Category B: Method</b>				
<b>Method</b>			$u_{m,i}$	
Air density correction	cd		$u_{m1,i}$	$c_{T,i}$ and $c_{B,i}$
Turbulence Correction (or lack of turbulence correction)	cd		$u_{m2,i}$	$c_{p,i} = 1$ (see above)
	cd			$c_{v,i}$ (see above)
<b>Category A: Statistical</b>				
<b>Electric power</b> *	e		$s_{p,i}$	$c_{p,i} = 1$
<b>Climatic variations</b>	e		$s_w$	
<b>Site Calibration</b> *	e		$s_{sc}$	$c_{v,i} = \left  \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
* parameter required for the uncertainty analysis				
NOTE Identification of uncertainties: a = reference to standard; b = calibration; c = other "objective" method; d = "guesstimate"; e = statistics.				

Figura 5-13: Lista das incertezas das categoria A e B [2].



Nas incertezas de categoria A e comparativamente com a versão atual da norma, o *draft* considera adicionalmente as incertezas associadas à calibração do local, sendo esta incerteza definida pelos resíduos dessa calibração e calculada de acordo com o já apresentado na secção 5.10.9.1 desta dissertação.

Pelo seu lado, nas incertezas de categoria B, o *draft* considera adicionalmente as seguintes incertezas:

- No que concerne aos instrumentos de medição da velocidade do vento:
  - Incerteza da distorção de fluxo/calibração do local,
  - Incerteza da correção do *shear* de vento (ou na ausência dessa correção),
  - Incerteza da correção do *veer* de vento (ou na ausência dessa correção).
- No que concerne aos instrumentos de medição da densidade do ar:
  - Incerteza do sensor de humidade,
  - Incerteza associada aos efeitos de montagem.
- E por fim, no que concerne aos métodos de correção:
  - Incerteza da correção de turbulência (ou na ausência dessa correção)

De seguida, será analisada detalhadamente a expressão destas novas incertezas<sup>15</sup>:

As incertezas de categoria A, associadas à calibração do local,  $S_{sc}$ , devem ser avaliadas de acordo com a secção 5.10.9.1.

As incertezas de categoria B, associadas à calibração do local e para cada *bin* de direção de vento  $j$ , podem ser expressas da seguinte forma:

$$u_{4v,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{dV,i}^2 + u_{V6,i}^2 + u_{V7,i}^2 + u_{V8,i}^2 + u_{V9,i}^2 + u_{V10,i}^2} \quad (5.25)$$

onde:

$u_{V1,i}$  é a incerteza da calibração do anemómetro no *bin*  $i$  (de acordo com o exposto na secção 5.10.9.2);

$u_{V2,i}$  é a incerteza devida às características operacionais do anemómetro (de acordo com o exposto na secção 5.10.9.2);

$u_{V3,i}$  é a incerteza devida aos efeitos de montagem do anemómetro (de acordo com o exposto na secção 5.10.9.2);

$u_{dV,i}$  é a incerteza no sistema de aquisição de dados para a velocidade de vento no *bin*  $i$  (de acordo com o exposto na secção 5.10.9.2);

---

<sup>15</sup> Só são analisadas aqui as incertezas que, por diversos motivos, são consideradas relevantes para este documento.

- $u_{v6,i}$  é a incerteza associada ao ensaio de convergência (de acordo com o exposto na secção 5.10.10.1);
- $u_{v7,i}$  é a incerteza associada ao ensaio de correlação (de acordo com o exposto na secção 5.10.10.2);
- $u_{v8,i}$  é a incerteza associada à situação de mudança de correção (de acordo com o exposto na secção 5.10.10.3);
- $u_{v9,i}$  é a incerteza causada pela remoção do sensor de direção (de acordo com o exposto na secção 5.10.10.4);
- $u_{v10,i}$  é a incerteza devida às variações nas estações (de acordo com o exposto na secção 5.10.10.5).

### 5.12.3 Incertezas do *shear* de vento de categoria B

#### 5.12.3.1 Problema associado às incertezas do *shear* de vento

A velocidade do vento equivalente do rotor, de acordo com a expressão 5.3 da secção 5.6.1.2, inclui medições da velocidade do vento ao longo de todo o perfil vertical do rotor da turbina. De modo a tornar realizável o cálculo das incertezas da velocidade do vento equivalente do rotor, as expressões 5.23 e 5.24 só podem ser aplicadas aos subcomponentes das incertezas de categoria B da velocidade equivalente do rotor da turbina que possam ser considerados independentes entre si. As secções seguintes fornecem conselhos para a sua implementação.

#### 5.12.3.2 Incertezas da velocidade do vento equivalente do rotor<sup>16</sup>

A velocidade do vento equivalente do rotor deve ser considerada como uma única medida da velocidade do vento, com fontes de incerteza independentes, com a sua incerteza total no *bin* de velocidade de vento  $i$  definida pela seguinte expressão.

$$u_{v_{eq},i}^2 = \sum_{k=1}^M u_{v_{eq},k,i}^2 \quad (5.26)$$

onde:

- $M$  é o número dos componentes de incerteza de  $v_{eq}$ ;
- $i$  é o *bin* de velocidade de vento referente à curva de potência;
- $u_{v_{eq},k,i}$  é o subcomponente de incerteza de  $v_{eq}$  no *bin* de velocidade de vento  $i$ .

---

<sup>16</sup> Velocidade do vento medida com o mesmo instrumento ao longo de todo o perfil vertical do rotor da turbina (mastro com altura superior à altura do rotor da turbina ou dispositivo de teledeteção).

Em cada *bin* de velocidade de vento, os subcomponentes de incerteza de  $v_{eq}$  devem ser calculados pelo método da propagação do erro, através dos subcomponentes de incerteza das medições da velocidade do vento para alturas individuais de medição:

$$u_{v_{eq},k,i}^2 = \sum_{m=1}^L \sum_{n=1}^L c_{m,i} u_{v_{m,k,i}} c_{n,i} u_{v_{n,k,i}} \rho_{m,n,k,i} \quad (5.27)$$

onde:

- $L$  é o número de medições (em altura),
- $u_{v_{m,k,i}}$  é o subcomponente de incerteza  $k$  da velocidade do vento medida à altura  $m$  no *bin* de velocidade de vento  $i$ ,
- $u_{v_{n,k,i}}$  é o subcomponente de incerteza  $k$  da velocidade do vento medida à altura  $n$  no *bin* de velocidade de vento  $i$ ,
- $c_{m,i}$  é o fator de sensibilidade de  $v_{eq}$  na velocidade do vento à altura  $m$  no *bin* de velocidade de vento  $i$ ,
- $c_{n,i}$  é o fator de sensibilidade de  $v_{eq}$  na velocidade do vento à altura  $n$  no *bin* de velocidade de vento  $i$ ,
- $\rho_{m,n,k,i}$  é o coeficiente de correlação entre o subcomponente de incerteza  $k$  da velocidade de vento medido às alturas  $m$  e  $n$  no *bin* de velocidade de vento  $i$ .

Pelo seu lado, os fatores de sensibilidade,  $C_{m,i}$  e  $C_{n,i}$ , devem ser calculados através da seguinte expressão:

$$c_{m,i} = \frac{dV_{eq,i}}{dV_{m,i}} = \frac{A_m}{A} \left( \frac{V_{m,i}}{V_{eq,i}} \right)^2 \quad (5.28)$$

onde:

- $A_m$  é o segmento do rotor associado à velocidade do vento medida à altura  $m$  de acordo com a expressão 5.3 da secção 5.6,
- $A$  é a área varrida pelo rotor,
- $V_{m,i}$  é a velocidade do vento à altura  $m$  no *bin* de velocidade do vento  $i$ ,
- $V_{eq,i}$  é a velocidade do vento equivalente no *bin*  $i$ .

Para a aplicação da expressão 5.28, a velocidade do vento  $v_{m,i}$  deve ser igual à aplicada na avaliação da curva de potência (normalizada em termos de densidade do ar e com a velocidade do ar corrigida em termos de *shear* de vento).

Os coeficientes de correlação sugeridos no quadro apresentado na Figura 5-14 devem ser aplicados ao cálculo das incertezas de  $v_{eq}$ , com valores inferiores a serem usados apenas se forem evidentes.

Component	Correlation Coefficient of Uncertainties Between Different Measurement Heights	Explanation
<b>wind shear measurement by cup anemometers</b>		
Wind tunnel calibration	1	Calibration in same wind tunnel is required; high correlation of uncertainties of calibrations of different cup anemometers
Cup anemometer classification	1	Anemometers at different heights measure under very similar climatic conditions
Cup anemometer mounting	1, 0	1, if boom mounted and same boom configuration; 0, if one anemometer top mounted and the other boom mounted
Data acquisition system	0	Different input channels applied
Site effects due to distance between the reference mast and the test turbine	1	As a first approximation, the site effects may be assumed to be identical for the rotor height range.
Uncertainty due to limited number of measurements over rotor height range	1	To a first approximation, this uncertainty is fully correlated between the measurement heights
<b>wind shear measurement by remote sensing device</b>		
Verification test	1	Normally, very similar conditions of reference sensors at different heights present. Sensitivity of accuracy of remote sensing device on measurement height may be ignored.
Sensitivity analysis / classification	1	Classification performed under very similar conditions at different heights. Dependency of sensitivity of remote sensing device on environmental conditions on measurement height may be ignored.
Uncertainty resulting from control with met mast	1	Same uncertainty assumed for all heights
Uncertainty due to flow variation in different probe volumes at same height	1	Normally, quite similar effect expected at different measurement heights. Sensitivity of
		error on measurement height may be ignored.
Mounting	1	Similar effect of system mounting in different measurement heights
Site effects due to distance between the measurement and the test turbine	1	As a first approximation, the site effects may be assumed to be identical for the rotor height range.
Uncertainty due to limited number of measurements over rotor height range	1	To a first approximation, this uncertainty is fully correlated between the measurement heights

Figura 5-14: Correlações sugeridas para as incertezas das medições em diferentes alturas de medição [2].

### **5.12.3.3 Incertezas devido a um número limitado de medições ao longo do perfil vertical do rotor<sup>17</sup>**

O cálculo da velocidade do vento equivalente do rotor (expressão 5.3) assume uma velocidade do vento constante para cada altura de medição; no entanto, esta suposição leva a que seja necessário considerar uma incerteza na sua avaliação.

A estimação desta incerteza é feita através do ajuste da lei de potência a cada par de medições da velocidade do vento, em medições sucessivas de altura, sendo que, de acordo com esta lei de potência, a velocidade do vento deve ser calculada para pelo menos **10 níveis de altura**, igualmente distribuídos entre cada par de alturas de medição.

A soma indicada na expressão 5.3 deve ser repetida para todos os níveis de altura utilizados na aplicação da lei de potência e das alturas das medições.

O desvio percentual entre a velocidade do vento equivalente do rotor (calculada como explicado nesta subsecção) e a velocidade do vento equivalente do rotor que apenas usa as velocidades do vento medidas é definido como a percentagem da incerteza padrão da velocidade do vento devida ao número limitado de alturas medidas.

De notar que a incerteza deve ser calculada na base dos *bins* médios da velocidade do vento medida nos diferentes níveis de altura, em função da velocidade do vento utilizada para a avaliação da curva de potência.

### **5.12.3.4 Incertezas devido ao shear de vento na ausência da medição do shear**

Mesmo que não se realizem medições do *shear* de vento, é necessário estimar a sua incerteza. Para tal, deve ser calculado um fator de correção de *shear* de acordo com as expressões 5.5 e 5.6 da secção 5.6.1.2, mas levando em consideração os seguintes pressupostos:

- i) Assumir 20 medições virtuais da velocidade do vento igualmente distribuídas ao longo de todo o perfil vertical do rotor, resultando em 20 fatores de ponderação;
- ii) Assumir uma lei de potência para a metade inferior do rotor e outra lei de potência para a metade superior do rotor. Baseando-se nestas duas leis de potência, a velocidade do vento à altura do rotor deve ser calculada para cada altura virtual medida. O expoente de *shear* aplicado à metade inferior deve ser tão grande quanto razoavelmente aceitável para o local de ensaio. O expoente de *shear* aplicado à metade superior do rotor deve ser tão pequeno quanto razoavelmente aceitável para o local de ensaio. Se não for

---

<sup>17</sup> No caso da não utilização de teledeteção, apenas um mastro acima da altura do rotor da turbina permite calcular a velocidade do vento equivalente do rotor.

possível realizar estas suposições, deve ser usado um expoente de *shear* igual a 0,5 para a metade inferior, e um expoente de *shear* nulo para a metade superior.

Então, a incerteza padrão da curva de potência medida na ausência da medição de *shear* deve ser calculada de acordo com a seguinte expressão, para o *bin*  $i$ :

$$u_{v5,i} = \frac{1}{\sqrt{3}} |f_r - 1| v_{h,i} \quad (5.29)$$

onde:

- $f_r$  é o fator de correção de *shear* calculado como explicado em cima,  
 $v_{h,i}$  é a velocidade do vento à altura do rotor da turbina no *bin*  $i$ .

#### 5.12.4 Incerteza devido ao *veer* de vento na ausência da medição do *veer*

Mesmo que não se realizem medições do *veer* de vento, é necessário estimar a sua incerteza. Para tal, deve ser calculado um fator de correção de *veer* de acordo com a expressão 5.35 da secção 5.20, mas levando em consideração os seguintes pressupostos:

- i) Assumindo que as velocidades do vento são iguais a 1 para todas as alturas de medição e, então, a expressão 5.35 transforma-se num fator de correção de *veer*.
- ii) Assumindo 20 medições virtuais da direção do vento, igualmente distribuídas ao longo da altura do rotor, resultando em 20 fatores de peso.
- iii) Assumindo um *veer* de vento homogêneo ao longo de todo o alcance de altura do rotor, tão elevado quanto aceitável para o local de ensaio. Se não for possível realizar esta suposição, deve ser assumido um *veer* igual a 40°/100m.

Então, a incerteza padrão da curva de potência medida na ausência da medição do *veer* de vento, deverá ser calculada para o *bin*  $i$  de acordo com a seguinte expressão:

$$u_{v5,i} = \frac{1}{\sqrt{3}} |f_r - 1| v_{h,i} \quad (5.30)$$

onde:

- $f_r$  é o fator de correção de *veer* calculado como explicado em cima,  
 $v_{h,i}$  é a velocidade do vento à altura do rotor da turbina no *bin*  $i$ .

Para finalizar esta secção, é importante referir que, devido ao tempo limitado para a elaboração deste documento, não foi possível analisar todos os novos componentes de incerteza que são mencionados no *draft*, pelo que a sua análise constituirá mais uma sugestão para estudos futuros. Em conformidade e para efeitos de sistematização, apresenta-se de seguida uma lista com todos os componentes de incerteza previstos no *draft* e que não se encontram devidamente analisados na presente dissertação:

- Incertezas padrão devida à velocidade equivalente do rotor, ao *shear* de vento e à velocidade do vento medida com diferentes tipos de instrumentos (combinação de torre de medição com dispositivos de teledeteção),
- Incertezas devidas à normalização de curvas de potência em termos de *shear* de vento, de acordo com o Anexo P do *draft*,
- Incertezas de categoria B do *veer* de vento,
- Incerteza devida ao número limitado de medições da direção do vento ao longo da altura do rotor.

### **5.13 Procedimentos para calibração de anemômetros em túnel de vento (Anexo F em ambos os documentos normativos)**

Neste Anexo da versão atual da norma e do *draft* para a sua revisão são descritos o processo e os requisitos necessários para a calibração dos anemômetros.

Contudo, dado que tal conjunto de ensaios é geralmente realizada por uma entidade especializada e devidamente credenciada para o efeito, não se julga relevante a sua análise na presente dissertação.

### **5.14 Montagem dos instrumentos no mastro de medição permanente (Anexo G em ambos os documentos normativos)**

#### **5.14.1 Geral**

É fundamental que os instrumentos de medição sejam montados no mastro de medição permanente o mais corretamente possível, de modo a preservar a fiabilidade do ensaio da curva de potência da turbina eólica. Em particular, o anemómetro deve estar montado/localizado de modo a minimizar o fluxo de distorção proveniente do mastro e das hastes laterais. Por isso, quando se procura um fluxo de distorção mínimo, é usual a adoção de um único anemómetro com montagem de topo. Contudo, a alternativa de montagem lado-a-lado de dois anemómetros de topo tem a vantagem de fornecer um método robusto de verificação da consistência do anemómetro principal, com apenas um aumento marginal do fluxo de distorção. Em ambos os casos é necessário que sejam cumpridos os procedimentos de montagem descritos a seguir.

### 5.14.2 Um único anemómetro com montagem de topo

#### O que é diferente/novo no draft?

Na Figura 5-15 são apresentadas as condições de montagem a observar quando se pretende recorrer a um anemómetro de topo, prescritas no *draft* e que diferem significativamente das presentes na versão atual da norma.

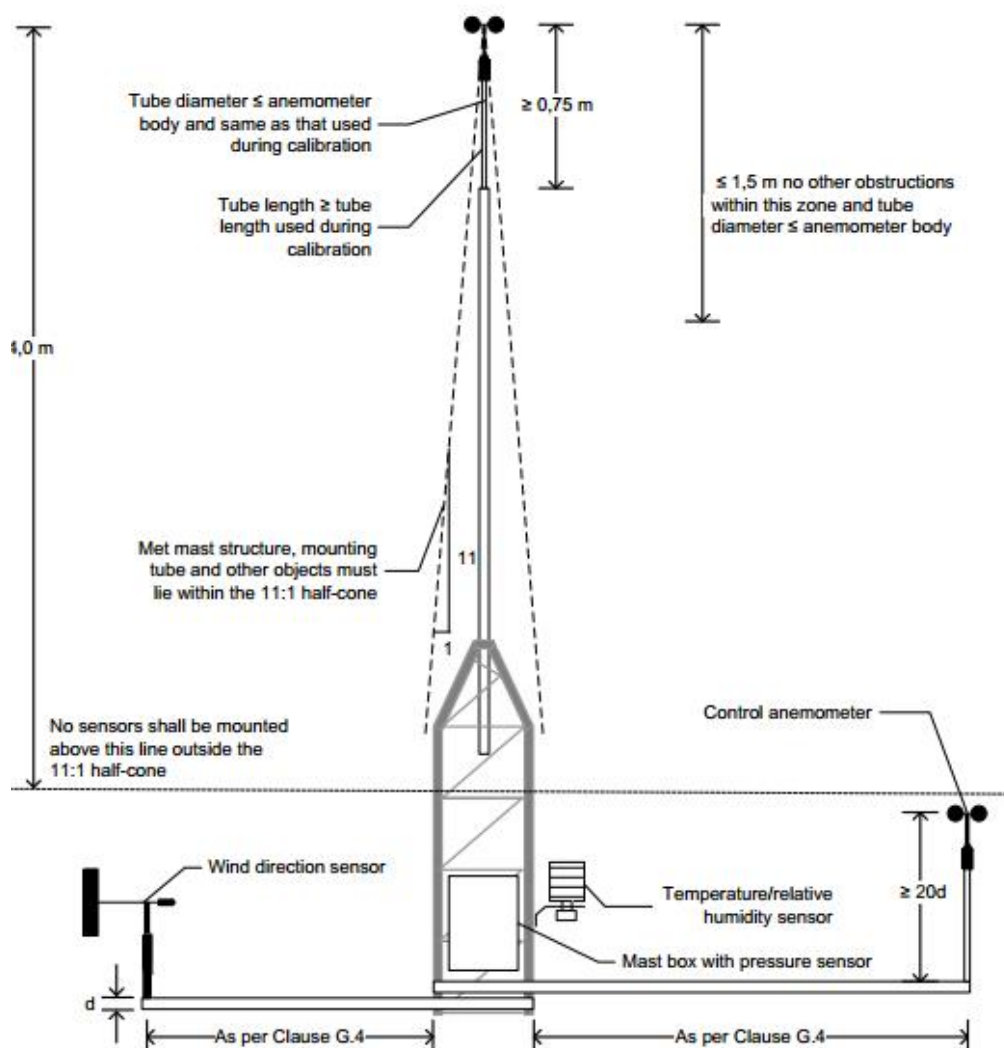


Figura 5-15: Exemplo de um anemómetro com montagem de topo e os requisitos para a montagem [2].

### 5.14.3 Dois anemómetros com montagem de topo, lado-a-lado.

#### O que é diferente/novo no draft?

A Figura 5-16 apresenta as condições de montagem a observar quando se pretende recorrer a dois anemómetros com montagem de topo, lado-a-lado.



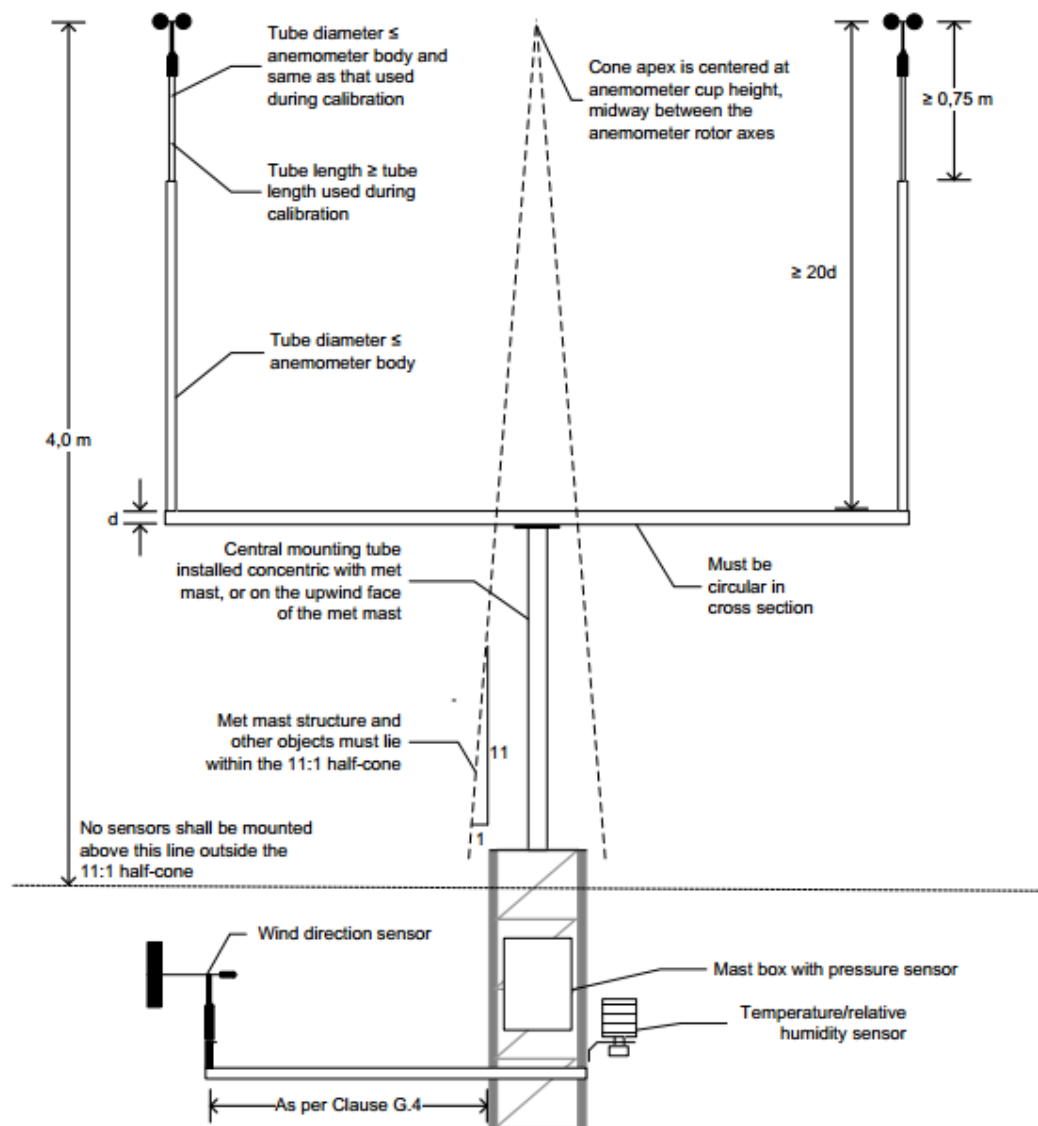


Figura 5-16: Exemplo de uma montagem alternativa, com um anemômetro primário com montagem de topo e os anemômetros de controlo posicionados lado-a-lado [2].

#### 5.14.4 Instrumentos com montagem lateral

Os instrumentos montados lateralmente, nomeadamente anemômetros e sensores de direção de vento, são influenciados por distorções de fluxo provenientes do mastro e das hastes laterais.

##### O que é diferente/novo no draft?

A influência de hastes laterais tubulares, a uma distância de 20 vezes o diâmetro das mesmas e acima delas, é igual a 0,5%, sendo certo que a distorção de fluxo nos anemômetros devido às hastes laterais deverá ser mantida abaixo de 0,5%.

Os sensores de direção de vento devem ser montados a uma distância do mastro não inferior à metade da recomendada para os anemômetros. Desta forma, a separar os instrumentos com

montagem lateral das hastes laterais presentes em cima deve existir uma distância no mínimo igual a 20 vezes o diâmetro das hastes laterais.

#### **5.14.5 Para-raios de proteção**

Como regra, o para-raios de proteção deve ser montado no topo do mastro. Adicionalmente, o *draft* considera ainda que:

- O anemómetro esteja separado horizontalmente do para-raios de proteção, a uma distância não inferior a 30 vezes o diâmetro da proteção.
- O anemómetro não se encontre na esteira do para-raios de proteção quando o vento se encontra no setor de medição.

#### **5.14.6 Montagem de outros instrumentos meteorológicos**

É ainda referido no *draft* que o sensor de direção de vento deverá ser montado 4 a 10 m abaixo do anemómetro principal, de modo a que os efeitos de distorção de fluxo sejam mínimos, e que a separação horizontal mínima do sensor de direção de vento, em relação ao mastro, deverá ser igual a metade da requerida para um anemómetro.

Exceto no caso em que o mastro de medição tem uma altura inferior à altura do rotor da turbina, os sensores de temperatura e de humidade, no mastro meteorológico, devem estar localizados num intervalo de 10 m abaixo da altura do rotor da turbina e, no mínimo, a 1,5 m abaixo do anemómetro principal.

Se a altura do mastro meteorológico usado para a medição da curva de potência for inferior à altura do rotor da turbina, os sensores de temperatura, de humidade e de pressão deverão estar localizados dentro do intervalo de alturas de 1,5 m a 10 m da altura do anemómetro principal.

Adicionalmente, o sensor de temperatura deverá ser montado sob proteção contra a radiação solar direta e o sensor de pressão deverá ser montado dentro de uma caixa à prova de água e devidamente ventilada de modo a que as medições de pressão não sejam influenciadas pela pressão interior da caixa.

### **5.15 Ensaio de desempenho em potência para turbinas eólicas pequenas (Anexo H em ambos os documentos normativos).**

Neste Anexo H são descritos o processo e os requisitos necessários ao ensaio de desempenho de potência para pequenas turbinas eólicas. Contudo, julgou-se que a sua análise seria irrelevante para o presente documento.

Pelas mesmas razões referidas em cima, quer o Anexo I quer o Anexo J do *draft* não são analisados nesta dissertação.

## **5.16 Comparação de anemómetros *in situ* (Anexo K em ambos os documentos)**

Neste anexo são descritos o processo e os requisitos necessários à comparação *in situ* dos anemómetros. Visto que os procedimentos prescritos são exatamente iguais nos dois documentos normativos, apenas será apresentado aqui um breve resumo do processo.

Os anemómetros utilizados na análise do desempenho da curva de potência são normalmente, calibrados em túneis de vento, quer por razões de precisão do instrumento quer para um registo normativo das incertezas. No entanto, se por qualquer motivo não for possível realizar a calibração em túnel de vento, será utilizado outro método de calibração, que se baseia na comparação do anemómetro primário com um anemómetro de controlo instalado próximo daquele, isto é, é realizada uma comparação *in situ*.

Este método *in situ* baseia-se na comparação de duas bases de dados dos valores médios da velocidade do vento medidos nos períodos de 10 minutos, durante o estudo do desempenho de potência da turbina eólica, em que a primeira base de dados deverá incluir os dados registados logo a seguir à instalação dos anemómetros e a segunda base de dados deverá registar os dados do período final da medição do desempenho de potência da turbina eólica. A correção a aplicar deverá basear-se no cálculo de uma regressão linear, com o anemómetro primário como variável independente e o anemómetro de controlo como variável dependente.

## **5.17 Aplicação da tecnologia de teledeteção (Anexo L no *draft*)**

### **5.17.1 Geral**

A altura e o diâmetro do rotor das turbinas eólicas tem aumentado nas últimas décadas devido à procura incessante de extrair mais energia do vento. Esta tendência levou à necessidade de definir perfis verticais de vento e à aquisição de dados de velocidade e de direção de vento a diferentes alturas de medição (ao longo do perfil vertical do rotor da turbina eólica).

Por exemplo, a medição das características do vento para obtenção da curva de potência é realizada atualmente por mastros de medição. No entanto, a utilização de dispositivos de teledeteção (SODARs e LIDARs) irá permite medir as características do vento ao longo do

diâmetro do rotor e traçar perfis verticais de vento que incluem outras variáveis, tais como o *shear* de vento, o *veer* de vento e a intensidade da turbulência, entre outras. No cálculo da curva de potência, o *draft* de revisão da norma atual sugere o uso de tecnologias de teledeteção de modo a incluir as características do vento referidas (velocidade do vento equivalente do rotor).

### 5.17.2 O que são dispositivos de teledeteção?

Antes de mais, é importante perceber minimamente o funcionamento destes dispositivos.

A teledeteção (*remote sensing*) refere-se tipicamente à utilização de um *sodar* (*Sound Detection and Ranging*) e/ou de um *lidar* (*Light Detection and Ranging*). De seguida apresentam-se alguns exemplos dos dispositivos mencionados.



Figura 5-17: Exemplos de SODAR [13]



Figura 5-18: Exemplos de LIDAR [13]

Estes dispositivos utilizam a interação de impulsos (impulsos laser no caso do *lidar* ou acústicos no caso do *sodar*) com a atmosfera de modo a realizar medições, aplicando técnicas para detetar o movimento do ar na atmosfera e, dessa forma, inferir sobre as diferentes características do vento, tais como o *shear* do vento, o *veer* do vento e a intensidade da turbulência. No caso do LIDAR, a radiação eletromagnética é refletida nas partículas da atmosfera e no caso do *sodar*, os impulsos sonoros são refletidos de diferentes maneiras tendo em conta a estrutura da atmosfera.

### **5.17.3 Anexo L da 2nd edição da IEC 61400-12-1**

Neste anexo são descritas em pormenor:

1. **A Classificação do dispositivo:** Os diversos modelos de dispositivos de teledeteção a operar em determinadas condições serão classificados de uma forma análoga à utilizada para os anemómetros. Esta classificação baseia-se em ensaios da sensibilidade da precisão dos dispositivos perante variações nas condições atmosféricas, tais como, por exemplo, precipitação, *shear* de vento e temperatura. Este tipo de classificação fornecerá um indicador da precisão do dispositivo.
2. **A Verificação do desempenho do dispositivo:** As unidades individuais serão submetidas a ensaios de verificação de desempenho, cujas medições serão comparadas com as medições realizadas por dispositivos de referência. Isto indicará se o dispositivo está conforme a classificação realiza no ponto 1.
3. **A Confirmação do desempenho do dispositivo durante a aplicação:** Quando instalado no local, algumas confirmações são requeridas para confirmar se o dispositivo ainda tem um desempenho de acordo com o seu tipo de classificação e com os resultados da verificação do seu desempenho.
4. **A Avaliação das incertezas associadas às medições realizadas pelo dispositivo:** Trata-se de uma avaliação dos diferentes tipos de incertezas associadas às medições realizadas pelos dispositivos de teledeteção. Como, por exemplo: incertezas devido à montagem do dispositivo, incerteza devido ao tipo de classificação do dispositivo e incertezas sistemáticas resultantes do ensaio de verificação de desempenho, entre outras.

Devido à elevada extensão e complexidade deste Anexo L, durante o trabalho a que se refere a presente dissertação não foi realizada uma análise pormenorizada de todos os procedimentos associados ao emprego dos dispositivos de teledeteção quando implantados no ensaio da curva de potência. Tal análise constitui, assim, um ponto a considerar em estudos futuros.

No entanto, julga-se conveniente realçar aqui o facto de a corrente versão do draft referir algumas restrições ao procedimento, tais como [13]:

- A utilização de dispositivos de teledeteção só será possível quando monitorizado por um anemómetro montado num mastro de medição a uma altura correspondente, no mínimo, à altura “*lower-tip*” do rotor da turbina ou a 40 metros de altura.
- Estes dispositivos só deverão ser utilizados quando montados em terra firme.

O uso da teledeteção para a avaliação do desempenho de potência será limitada a terrenos planos, isto é, nas situações em que, de acordo com o Anexo B, a calibração do local não é requerida, tal como o descrito na secção 5.9.

#### **5.17.4 Exemplo de aplicação de um *sodar* e de um *lidar*, caso estudo.**

A título de exemplificação, é aqui analisado um estudo realizado pela empresa BRN - Barlovento Recursos Naturales, S.L. [12], onde foram realizadas diferentes campanhas de medição com a utilização de dispositivos *SODAR* e *LIDAR*.

O objetivo da inclusão deste estudo visa ajudar o leitor a compreender a importância da utilização dos dispositivos de teledeteção na análise do desempenho da curva de potência. O estudo apresenta exemplos onde o efeito do *shear* de vento, do *veer* do vento e da intensidade da turbulência é calculado com a utilização de *sodars* e *lidars* e incluído na avaliação do desempenho da curva de potência da turbina eólica.

No estudo referido são analisados os dados do vento recolhidos em diferentes locais, por mastros de medição e dispositivos de teledeteção, e a energia produzida anualmente pela turbina eólica.

##### **5.17.4.1 Métodos e objetivos**

A produção anual de energia foi calculada para diferentes valores de *shear* de vento, de *veer* de vento e de intensidade da turbulência. No seu cômputo geral, tal estudo seguiu a versão atual da norma IEC 61400-12-1, sendo os equipamentos de medição instalados e os dados analisados de acordo com a mesma.

##### **5.17.4.2 Resultados**

As próximas figuras apresentam alguns resultados de diferentes comparações da AEP em relação a diferentes valores de intensidade de turbulência, de *veer* de vento e de *shear* de vento.

Assim, a Figura 5-19 mostra a AEP calculada a partir de medições em comparação com AEP teórica, para intensidades de turbulência respetivamente superiores e inferiores a 8%. O que mostra que os valores baixos de intensidade de turbulência implicam uma baixa produção de energia (AEP), sendo a diferença mais significativa para velocidades médias do vento inferiores a 7 m/s.

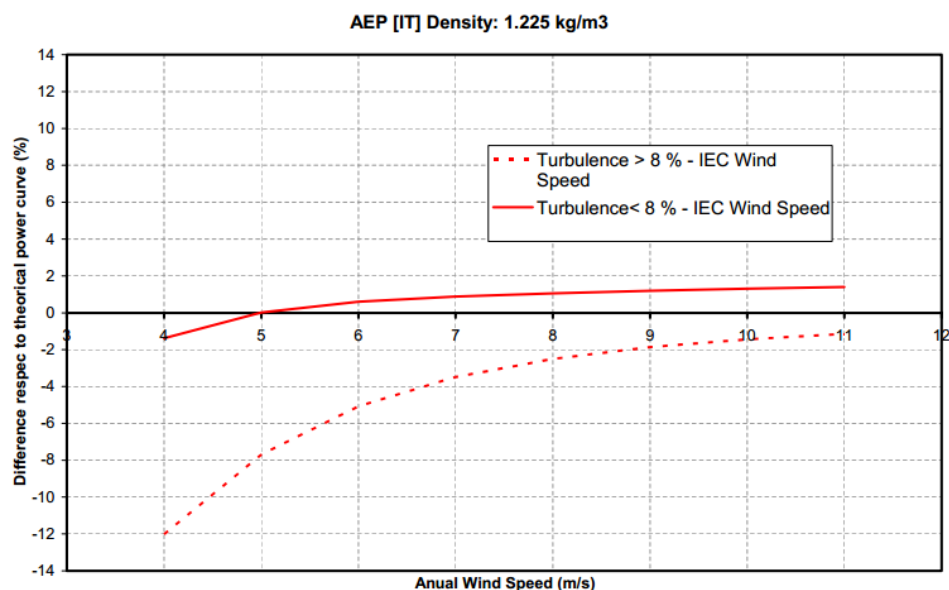


Figura 5-19: Comparação entre AEP calculada e AEP teórica [12].

O próximo exemplo (ver Figura 5-20), demonstra o baixo desempenho da turbina eólica em situações em que ocorrem diferenças significativas da direção do vento com a altura (*veer* de vento): altos valores de *veer* de vento implicam uma produção de energia abaixo do esperado.

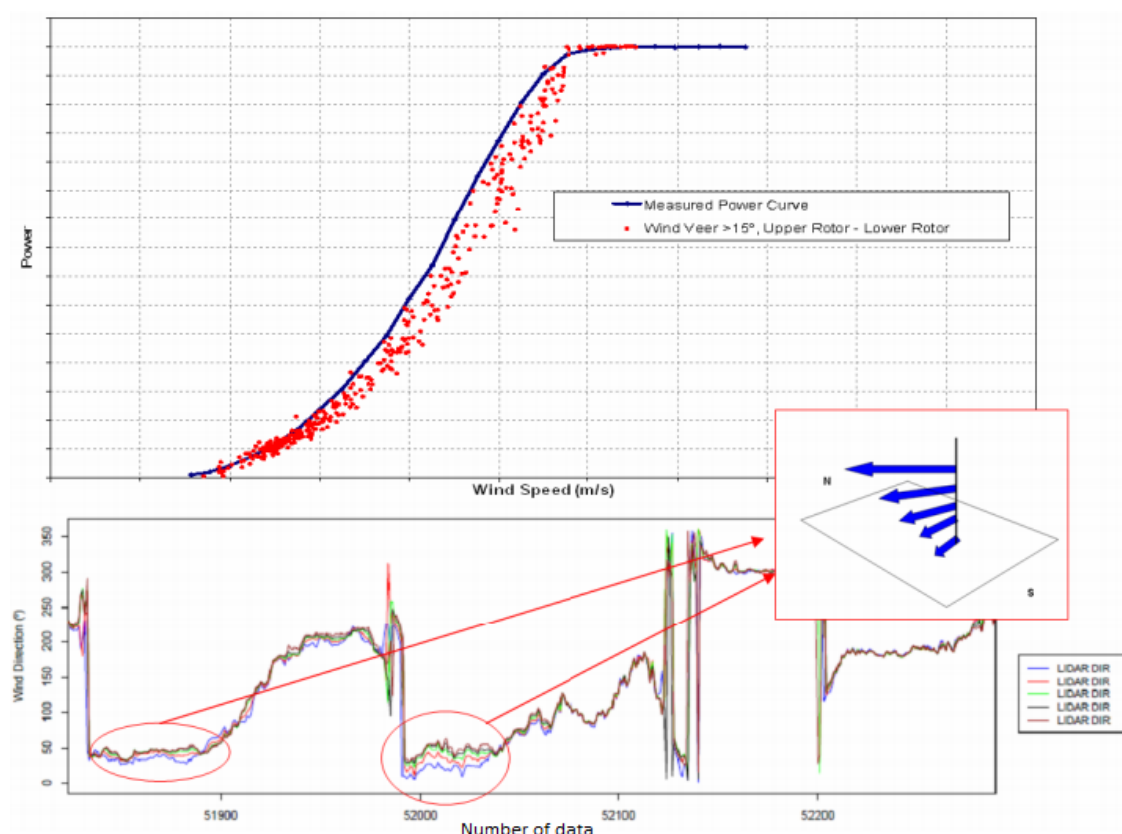


Figura 5-20: Desempenho da turbina eólica em diferentes situações de *veer* de vento [12].

O *veer* de vento está intimamente ligado ao ciclo diurno de estabilidade atmosférica (ver Figura 5-21), mais frequente em estados de estabilidade atmosférica com forte estratificação atmosférica e em situações em que a velocidade do vento é inferior a 6 m/s.

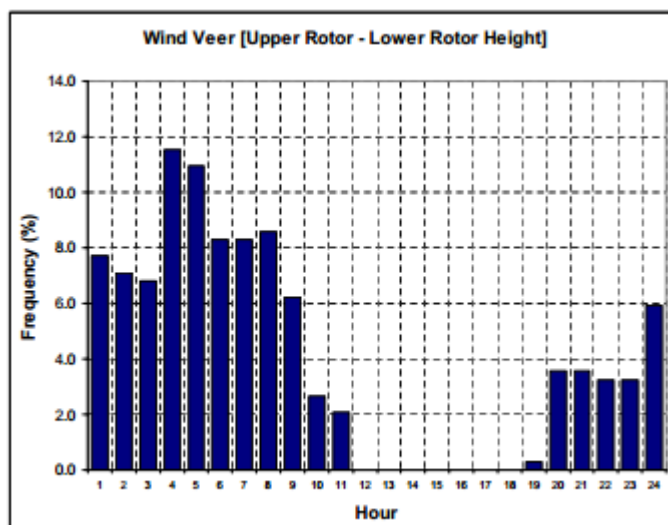


Figura 5-21: Relação do *veer* de vento com a estabilidade atmosférica [12].

A figura 5-22 mostra os resultados da AEP para valores de *shear* respetivamente inferiores e superiores a 0,20, onde valores mais baixos de *shear* implicam, neste caso, um melhor desempenho da turbina eólica.

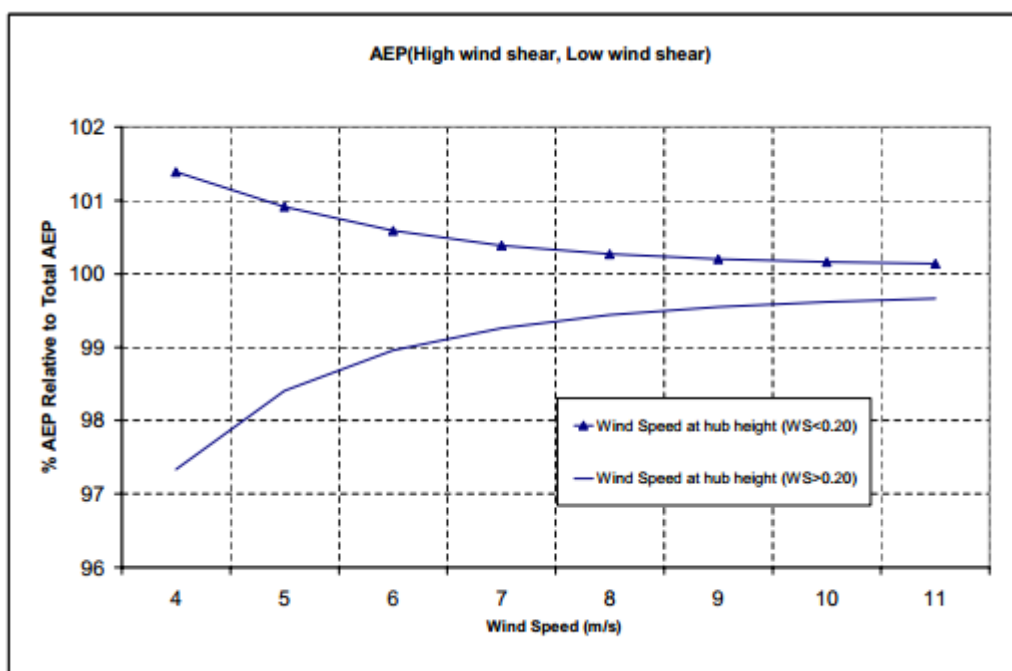


Figura 5-22: Resultados da AEP para valores de *shear* inferiores e superiores a 0,20 [12].

#### 5.17.4.3 Conclusões

O uso de dispositivos de teledeteção é uma opção a considerar na avaliação de turbinas eólicas. Além das suas vantagens, tais como a sua fácil implementação, o uso destes dispositivos irá permitir medir as características do vento ao longo de todo o diâmetro do rotor da turbina



eólica, caracterizando assim um conjunto de condições do vento que não eram consideradas na versão atual da norma. Estas situações especiais (alto valor de *shear* de vento, de *veer* de vento, e de turbulência) tem especial incidência no desempenho da AEP. Este aspecto deve ser levado em consideração na avaliação de parques eólicos de modo a promover uma constante melhoria nos resultados apresentados.

## **5.18 Normalização da curva de potência medida de acordo com a intensidade da turbulência (Anexo M no draft)**

### **5.18.1 Geral**

As curvas de potência das turbinas eólicas são influenciadas pela intensidade da turbulência, sendo certo que uma parte significativa do efeito da turbulência se fica a dever ao cálculo da média, em períodos de 10 min, quer da potência de saída quer da velocidade do vento, dada a relação não-linear entre ambas, tal como explicado na secção 4.4.1.

O procedimento aquí descrito apenas considera o efeito da média dos dados medidos ao longo de períodos consecutivos de 10 minutos, não estando abrangidos pelo método outros efeitos da turbulência na potência de saída da turbina eólica.

Assim e de modo a tornar mais comparáveis entre si as medições das curvas de potência com diferentes intensidades de turbulência, será então recomendável aplicar esta normalização.

### **5.18.2 Procedimento de normalização da turbulência**

Para a normalização da curva de potência em termos de turbulência, assume-se que a turbina eólica segue uma curva de potência com turbulência zero, com esta última determinada segundo o exposto na secção 5.18.3 desta dissertação.

Levando em consideração a curva de potência a turbulência zero e a distribuição da velocidade do vento nos períodos de 10 minutos, a média simulada da potência da turbina eólica pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$\bar{P}(V)_{sim} = \int_{V=0}^{\infty} P_{I=0}(V) \cdot f(V) dV \quad (5.31)$$

onde:

- $f(V)$  é a distribuição da velocidade do vento num período de 10 minutos,
- $P_{I=0}(V)$  é a curva de potência com turbulência zero,
- $\bar{P}(V)_{sim}$  é a média simulada da potência de saída em cada período de 10 minutos.

De modo a calcular a potência de saída nas duas condições a seguir indicadas, a expressão 5.31 deve ser aplicada a todos os dados “em bruto” da curva de potência:

1. A distribuição de velocidades do vento, medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica, deve ser definida através de uma distribuição de Gauss,  $f(v)$ , que é determinada quer pela média da velocidade do vento quer pelo desvio padrão dessa mesma velocidade. No caso de uma turbina com controlo ativo de potência, a expressão 5.31 deve ser avaliada para a velocidade do vento corrigida em termos da densidade do ar e medida à altura do rotor da turbina eólica, sendo o desvio padrão da velocidade do vento calculado através do produto entre a intensidade da turbulência medida (desvio padrão da velocidade do vento dividida pela média da velocidade do vento à altura do rotor da turbina) e a média da velocidade do vento corrigida em termos da densidade do ar.
2. Uma distribuição de Gauss das velocidades do vento, definida através da média das velocidades do vento medidas à altura do rotor da turbina e de um desvio padrão da velocidade do vento calculado através do produto entre a média da velocidade do vento medida (no período de 10 minutos) à altura do rotor da turbina e a referência da intensidade da turbulência ( $I_{ref} = 0,10$ ).

Então, a potência de saída medida é normalizada para a referência da intensidade da turbulência utilizando a seguinte expressão:

$$\overline{P_{I_{ref}}(V)} = \overline{P(V)} - \overline{P_{sim,I}(V)} + \overline{P_{sim,I_{ref}}(V)} \quad (5.32)$$

onde:

- $\overline{P(V)}$  é a média, em cada período de 10 minutos, da potência de saída medida,
- $\overline{P_{sim,I}(V)}$  é a média, no mesmo período de 10 minutos, da potência de saída simulada medida de acordo com a condição 1.
- $\overline{P_{sim,I_{ref}}(V)}$  é a média, no mesmo período de 10 minutos, da potência de saída simulada medida de acordo com a condição 2.

No caso de uma turbina eólica *stall-regulated*, a expressão 5.32 deve ser aplicada com a potência de saída corrigida em termos de densidade do ar.

### 5.18.3 Determinação da curva inicial de potência com turbulência zero

A curva inicial de potência com turbulência zero (Figura 5-23) é calculada na base dos *bins* médios da curva de potência medida, normalizada em termos de densidade do ar, mas não normalizada em relação à turbulência e ao *shear* de vento. Para tal, devem ser seguidos os seguintes procedimentos:

- Assumir uma potência de saída igual a zero abaixo da velocidade de vento de *cut-in*, sendo que a velocidade de *cut-in* é definida como a média da velocidade de vento do *bin* onde a potência de saída medida é igual a 0,1 % da potência nominal;
- Assumir um coeficiente de potência constante,  $c_p$ , igual ao máximo coeficiente de potência,  $c_{pmax}$ , entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade de vento nominal.
- Cálculo da velocidade do vento nominal,  $V_{rated}$ , através da potência nominal,  $P_{rated}$ , da área de varrimento do rotor,  $A$ , do coeficiente máximo de potência,  $C_{pmax}$ , e da densidade do ar permanente,  $\rho$ ,  $V_{rated} = \left( \frac{2 \cdot P_{rated}}{\rho \cdot c_{pmax} \cdot A} \right)^{\frac{1}{3}}$ . No cálculo da curva inicial de potência com turbulência zero, a potência nominal é definida como a potência de saída mais elevada de todos os *bins* de velocidade do vento.
- A potência de saída, para todas as velocidades acima da velocidade de vento nominal,  $V_{rated}$ , é igual à potência nominal. Se existirem registos de velocidade de vento muito acima do *cut-off*, a potência de saída também é igual à potência nominal.

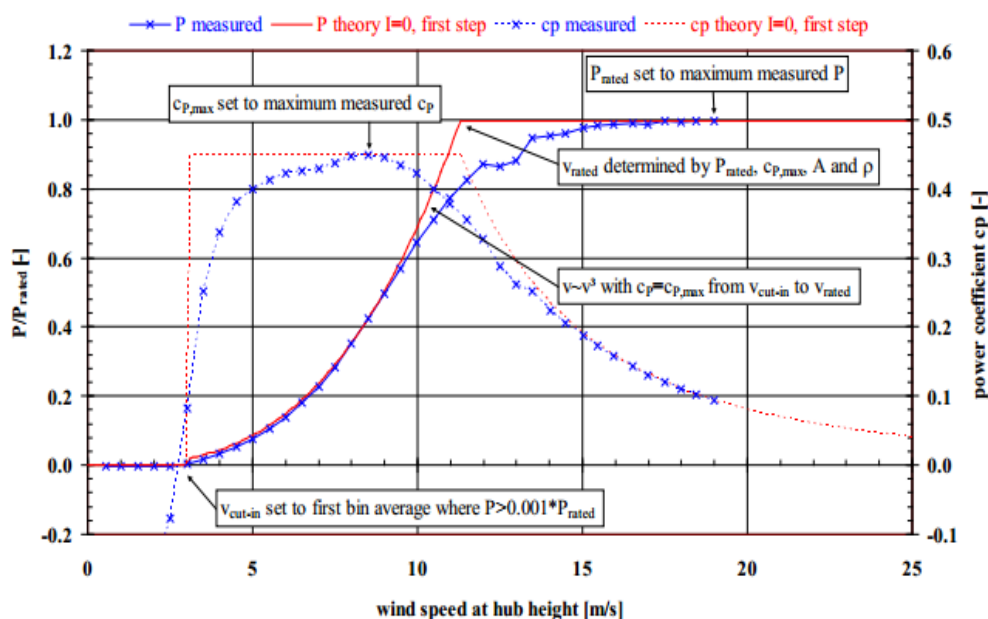


Figura 5-23: Primeira abordagem para a curva inicial de potência com turbulência zero [2].

No próximo passo, a potência nominal, o *cut-in* da velocidade do vento e o coeficiente de potência máximo da curva de potência com turbulência zero **devem ser ajustados**, pois esses três parâmetros são dependentes da intensidade da turbulência. Desta forma, deve ser calculada a média por *bin* da intensidade de turbulência em função da velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina. No caso de uma turbina com controlo ativo de potência, a intensidade de turbulência deve ser calculada em função da velocidade do vento corrigida em termos de densidade do ar.

A curva inicial de potência com turbulência zero deve ser integrada conjuntamente com uma distribuição de Gauss da velocidade do vento (onde a velocidade do vento média é igual à

média dos *bins* de velocidade de vento da curva de potência medida e com um desvio padrão calculado como o produto entre a média dos *bins* da velocidade do vento e a média dos *bins* da intensidade da turbulência), de acordo com a expressão 5.31. No caso de uma turbina com controlo ativo de potência, a velocidade do vento deve ser corrigida de acordo com a densidade do ar medida à altura do eixo do rotor da turbina.

Por este processo, a curva inicial de potência com turbulência zero é simulada em cada *bin* tendo em conta a intensidade de turbulência calculada, enquanto que a potência simulada de acordo com a expressão 5.31 se refere exatamente aos mesmos *bins* de velocidade de vento da curva de potência medida.

O **ajuste necessário**, da potência nominal, da velocidade de vento de *cut-in* e do coeficiente de potência máximo da curva inicial de potência com turbulência zero é realizado de acordo com os seguintes pressupostos:

- I. A potência nominal deve ser ajustada de tal modo que a potência máxima da curva de potência simulada se ajuste ao *bin* de potência máxima da curva de potência medida.
- II. A velocidade de vento de *cut-in* deve ser ajustada de tal modo que a velocidade de vento de *cut-in* da curva de potência simulada se ajuste à velocidade de vento de *cut-in* da curva de potência medida. O *cut-in* da velocidade de vento é, para ambas as curvas de potência, definido como o *bin* de velocidade de vento mais baixo onde a potência de saída é igual a 0,1% da potência nominal.
- III. O coeficiente máximo de potência deve ser ajustado de tal modo que o coeficiente máximo de potência da curva de potência simulada se ajuste ao coeficiente máximo de potência da curva de potência medida.

Os passos I - III devem ser repetidos até que os 3 parâmetros visados convirjam, pelo menos, de acordo com o indicado seguidamente:

- I. A potência máxima da curva de potência simulada não se afasta mais do que 0,1% do *bin* de potência máximo da curva de potência medida.
- II. A velocidade de *cut-in* da curva de potência simulada não se afasta mais do que 0,5 m/s da velocidade de *cut-in* da curva de potência medida.
- III. O coeficiente de potência máximo da curva de potência simulada não se afasta mais do que 0,01 do coeficiente de potência máximo da curva de potência medida.

De notar que a convergência é normalmente atingida depois de uma ou duas iterações. A Figura 5-24 ilustra como os ajustamentos alteram a curva inicial de potência com turbulência zero.

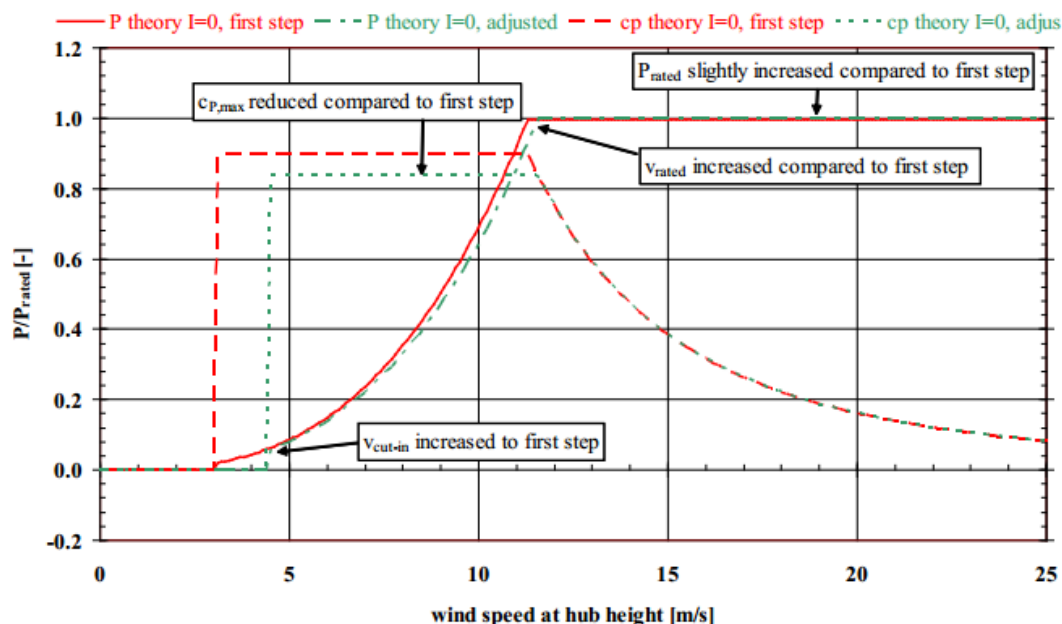


Figura 5-24: Curva inicial de potência com turbulência zero ajustada (a verde) comparada com a da primeira abordagem [2].

O último ajuste da curva inicial de potência com turbulência zero ajustada (primeira abordagem de “ajustamento”), deve ser determinado pela aplicação do processo de normalização aos dados em “bruto”, como descrito na secção 5.18.2, com a curva de potência com turbulência zero, da expressão 5.31, definida como a curva inicial de potência com turbulência zero ajustada (determinada como descrito anteriormente) e assumindo uma intensidade de turbulência zero.

A Figura 5-20 ilustra como a curva final de potência com turbulência zero é comparável à curva inicial de potência com turbulência zero.

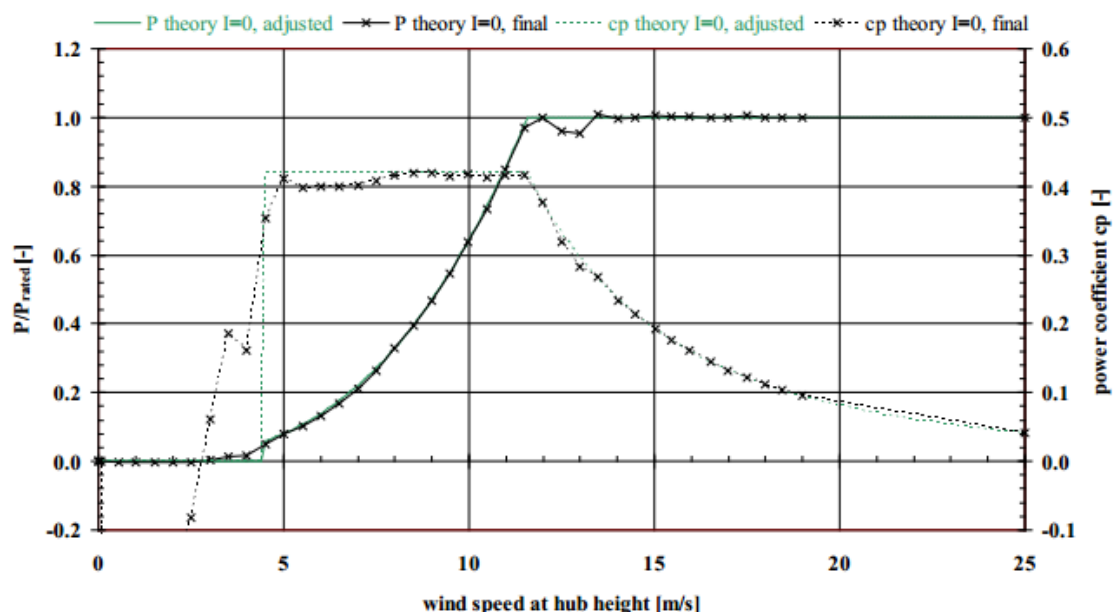


Figura 5-25: Curva inicial de potência com turbulência zero ajustada (a verde), comparada com a curva final de potência com turbulência zero (a preto) [2].

#### 5.18.4 Correção de shear e normalização da turbulência

A ordem pela qual se aplica a correção de *shear* ou de *veer* (ou normalização) e a normalização da turbulência não tem, normalmente, influência significativa na curva de potência final. É mais conveniente aplicar a normalização da turbulência apenas na base das velocidades do vento à altura do rotor da turbina, como descrito nas secções 5.18.2 e 5.18.3, embora também se possa aplicar à velocidade do vento já corrigida em relação ao *veer* e ao *shear* (quando as velocidades do vento, medidas ao longo da altura do rotor, permitem calcular a correção de *shear*).

Como última abordagem, a potência final deve ser calculada através da média dos *bins* da potência de saída, normalizada relativamente à turbulência, como função da velocidade do vento corrigida no que toca ao *shear* ou ao *veer*. No caso de uma turbina eólica de controlo ativo de potência, a velocidade do vento com o *shear* corrigido (*shear* normalizado) deve ser normalizada, em termos de densidade do ar, antes da realização da média dos *bins*. No caso de turbinas eólicas *stall-regulated*, a potência de saída corrigida em relação à turbulência, como descrito em 5.18.2, já está corrigida em termos de densidade do ar.

#### 5.18.5 Incerteza da normalização em termos de turbulência ou das curvas de potência devido aos efeitos da turbulência

A normalização da turbulência, tal como o descrito nas secções 5.18.2 e 5.18.3, é realizada para combater os efeitos associados ao cálculo da média dos dados nos períodos de 10 minutos da curva de potência avaliada. No entanto, há mais efeitos da intensidade da turbulência nas curvas de potência das turbinas eólicas que não são avaliados desse modo, como por exemplo o impacto direto da intensidade da turbulência na aerodinâmica da turbina eólica ou a caracterização tridimensional da turbulência. Assim, mesmo com a normalização da curva de potência em termos de turbulência, há uma incerteza associada a todos os efeitos da turbulência ainda não considerados. Então, para estimar a incerteza associada à normalização da turbulência, é possível aplicar os passos seguintes:

- I. A curva de potência final deve ser avaliada considerando a potência de saída normalizada no que toca à turbulência e considerando a potência de saída não normalizada em relação à turbulência.
- II. O desvio destas duas curvas de potência deve ser definido como a máxima incerteza da curva de potência normalizada em relação à turbulência para cada *bin* de velocidade de vento, com a incerteza padrão definida através dos desvios das curvas de potência (como calculado no ponto I.) divididos por  $\sqrt{3}$ , devendo esta incerteza ser combinada com as outras incertezas da medição da curva de potência.

Mesmo que não seja realizada uma normalização em termos de turbulência, deve ser avaliada uma incerteza associada aos efeitos dessa mesma turbulência. Neste caso, a incerteza é maior e os passos seguintes explicam como a estimar:

- I. Devem ser avaliadas duas curvas de potência, de acordo com as secções 5.18.2 e 5.18.3, apenas para a determinação da incerteza. A primeira curva de potência deve ser normalizada para uma turbulência extremamente baixa, e a segunda curva de potência deve ser normalizada para uma turbulência extremamente elevada. Se o utilizador não tiver definidos os limites extremos de turbulência, estes devem ser tomados como iguais a 0,05 (para a turbulência extremamente baixa) e a 0,15 (para a turbulência extremamente elevada).
- II. O desvio das duas curvas de potência normalizadas deve ser definido como a metade da incerteza máxima da curva final de potência, devido aos efeitos da turbulência, com a incerteza padrão definida através dos desvios das curvas de potência (como calculado no ponto I.) multiplicados por  $2/\sqrt{3}$ , devendo esta incerteza ser combinada com as outras incertezas da medição da curva de potência.
- III. Se a curva de potência medida tiver como objetivo a sua comparação com uma curva de potência que se refere a uma determinada intensidade de turbulência (por exemplo, uma curva de potência garantida) e não tiver sido realizada nenhuma normalização da mesma, as duas intensidades extremas de turbulência aplicadas em I devem ser substituídas pela intensidade de turbulência medida e pela intensidade de turbulência de referência da curva a ser comparada.

De notar que os anexos N e O do *draft* não foram analisados por não serem considerados relevantes para este documento.

## **5.19 Processos de normalização do Shear de vento (Anexo P no Draft)**

### **5.19.1 Introdução**

A versão atual da IEC 61400-12-1 não aborda qualquer procedimento de análise do perfil de *shear* do vento no local de ensaio: as medições de velocidade do vento, usadas para a análise da curva de potência, são realizadas com um único anemómetro montado num mastro de medição permanente, a uma altura correspondente à altura do eixo rotor da turbina, sendo assumido que esta medição é representativa de todo o perfil vertical do vento ao longo de toda a área do rotor da turbina eólica. No entanto, utilizando esta assunção, é possível que durante dois períodos de medição diferentes, um com baixo expoente de *shear* e, o outro, com elevado expoente de *shear*, a velocidade do vento à altura do rotor da turbina seja a mesma, mas que

a variação da velocidade do vento ao longo de todo o perfil vertical do rotor da turbina eólica possa ser significativamente diferente. Para melhor exemplificar este efeito, apresenta-se seguidamente na Figura 5-26 um exemplo da comparação entre a velocidade do vento medida a uma mesma altura, quando se incorpora um expoente de *shear* de vento igual a 0,2 e um expoente de *shear* igual a 0,8:

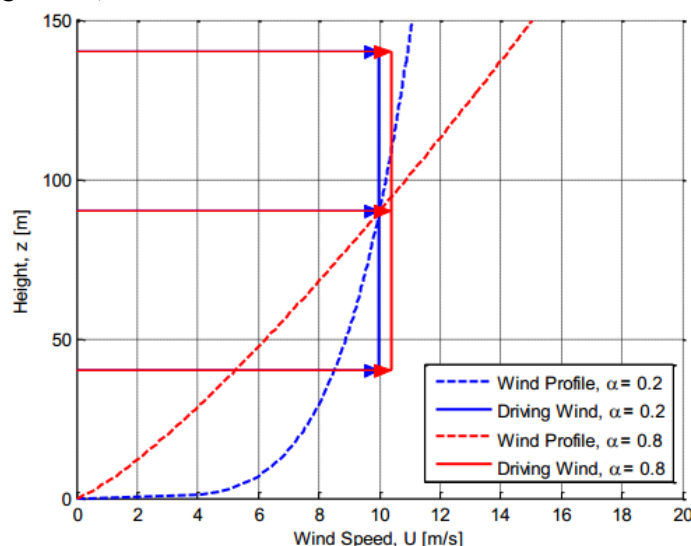


Figura 5-26: Comparação entre *shear* de vento considerado normal ( $\alpha=0,2$ ) e um *shear* de vento considerado extremo ( $\alpha=0,8$ ) [10]

Como ilustrado na figura, as variações no *shear* de vento podem afetar significativamente o perfil da velocidade do vento ao longo do rotor da turbina eólica.

Com o objetivo de reduzir a sensibilidade da curva de potência relativamente ao efeito do *shear* de vento, o *draft* para revisão da norma apresenta um método de normalização da velocidade do vento.

Assim, para tornar uma curva de potência aplicável a diferentes condições de *shear* de vento, poderão ser usados os dois procedimentos analisados nas secções 5.19.2 e 5.19.3; no entanto, é de referir que elevadas correções no *shear* medido, relativamente a um *shear* de referência, estão diretamente associadas a uma incerteza mais elevada.

### 5.19.2 Cálculo da velocidade de vento equivalente específica do local de ensaio

Se o perfil de velocidade de vento (isto é, a velocidade do vento medida a no mínimo 3 alturas diferentes, como descrito na secção 6.2.3) é medido no local em avaliação com um dispositivo RSD ou através de um mastro de medição com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina eólica, a velocidade do vento equivalente do rotor do local pode ser avaliada de acordo com a expressão 5.3 (secção 5.6.1.3), sendo desse modo possível apresentar uma curva de potência com uma velocidade do vento equivalente do rotor diretamente aplicável.



### 5.19.3 Normalização da curva de potência em relação ao *shear*

Se uma curva de potência, baseada em  $v_{eq,final}$ , se destina a ser comparada com uma curva de potência baseada em  $v_h$ , ou se a curva de potência tem de ser ajustada a um *shear* de vento específico do local de ensaio, então a velocidade de vento equivalente final (possivelmente derivada do produto do fator de correção de *shear* pela velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina eólica) é normalizada através de um segundo passo, onde é assumido um perfil padrão de acordo com:

$$v_{h,n} = v_h \frac{v_{eq,final}}{v_{eq,ref}(\alpha)} \quad (5.33)$$

onde:

$v_{eq,final}$  é a velocidade do vento equivalente medida,  
 $v_{eq,ref}(\alpha)$  é a velocidade do vento equivalente do rotor calculada para um perfil de referência (definida através da lei de potência com um valor representativo ou predefinido para o expoente de *shear*), isto é:

$$v_{eq,ref}(\alpha) = \left( \sum_{i=1}^n \left[ v_h \left( \frac{z_i}{H} \right)^\alpha \right]^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (5.34)$$

com  $\alpha$  igual ao valor escolhido para o expoente de *shear* e  $z_i$  igual à altura correspondente ao segmento  $A_i$ .

## 5.20 Definição da velocidade do vento equivalente do rotor levando em consideração o *veer* de vento (Anexo Q no *draft*)

### 5.20.1 Introdução

A velocidade do vento à altura do rotor da turbina nem sempre é representativa do vento ao longo de todo o rotor, já que a estabilidade atmosférica e/ou as influências do terreno podem levar a que a velocidade do vento e a direção do mesmo sofram alterações ao longo do perfil vertical do rotor da turbina.

Portanto, o rendimento energético ao longo do rotor da turbina, no local de ensaio, irá depender quer do *shear* de vento quer do *veer* de vento.

Se se utilizar a curva de potência baseada na velocidade do vento à altura do rotor, esta ignora quer o *shear* quer o *veer* de vento. Quando comparada com a curva de potência obtida com a velocidade do vento à altura do rotor da turbina, a curva de potência obtida com a velocidade do vento equivalente do rotor depende muito menos destas duas características do vento.

### 5.20.2 Definição da velocidade equivalente do rotor tomando em consideração o *veer* de vento

A velocidade do vento equivalente do rotor é a velocidade do vento que corresponde ao fluxo de energia cinética que atravessa toda a área varrida pelo rotor da turbina, levando em consideração quer o *shear* de vento, quer o *veer* de vento. Para o caso de estarem disponíveis pelo menos três alturas de medição, a velocidade do vento equivalente do rotor é definida como:

$$v_{eq} = \left( \sum_{i=1}^n (v_i \cos(\varphi_i))^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (5.35)$$

onde:

- $n$  É o número de alturas de medição disponíveis ( $n \geq 3$ ),
- $v_i$  É a velocidade do vento medida à altura  $i$ ,
- $\varphi_i$  É o desfasamento angular entre a direção do vento à altura do rotor da turbina no segmento  $i$ ,
- $A$  É a área total varrida pelo rotor (isto é,  $\pi R^2$  com raio  $R$ ),
- $A_i$  É a área do segmento  $i$ , isto é, o segmento cuja velocidade do vento é  $v_i$ .

### 5.20.3 Medição do *veer* de vento

A velocidade equivalente do rotor da turbina, definida na expressão 5.35, é influenciada pela diferença nas medições da direção de vento a diferentes alturas, relativamente à altura do rotor da turbina. De modo a disponibilizar medições precisas da diferença nas direções de vento, será importante medi-las nas diferentes alturas com os mesmos tipos de sensores.

### 5.20.4 Combinação da normalização do *shear* e do *veer* de vento

Adicionalmente à referenciação ao perfil de *shear* do vento, os procedimentos incluídos no Anexo P do *draft* podem ser alargados para referenciar também a curva de potência medida ao perfil de *veer* do vento. A integração dos perfis de referência ao longo da área do rotor devem ser feitos de acordo com a expressão 5.35.

## Capítulo 6

### Casos de Estudo

Ao longo deste capítulo será feita a análise de vários casos de estudo, levados a cabo pelo autor no âmbito do presente trabalho, onde se comparam os resultados obtidos utilizando os métodos prescritos na versão atual da norma IEC 61400-12-1 e utilizando os métodos propostos pelo *draft* para a revisão da mesma. Neste contexto, são abrangidos o cálculo da calibração do local (SC), da curva de potência e da produção anual de energia (AEP) relativos a um aerogerador.

A este propósito realça-se o facto de os diferentes casos estudados se referirem a diferentes locais e, por conseguinte, a diferentes turbinas/parques eólicos. Além disso, verifica-se que, em todos os casos estudados e analisados neste capítulo, o terreno de implantação não cumpria os requisitos constantes na tabela apresentada na Figura 5-8 do capítulo anterior, sendo por isso necessária a realização de uma calibração do local.

Finalmente, é ainda de notar que, por motivos de confidencialidade - todos os dados analisados e aqui tratados são reais e foram disponibilizados ao autor pela MEGAJOULE - em nenhum passo deste capítulo será feita referência ao local real das medições utilizadas na elaboração do presente estudo.

#### 6.1 Calibração do Local (Site Calibration, SC)<sup>18</sup>

A base de dados corresponde a medições médias da velocidade do vento em períodos de 10 minutos à altura do rotor da turbina eólica, sendo que a mesma apresenta 10780 registos que correspondem a um período de tempo compreendido entre o dia 27/11/2013 e o dia 10/02/2014.

Os dados foram registados em dois mastros de medição. Um mastro de medição permanente, que também será utilizado para o processo de avaliação do desempenho da curva de potência, e um mastro de medição provisório que é montado no local físico da turbina eólica. Foram feitas medições em ambas as torres a alturas de 40 e 80 metros de modo a ser possível traçar um perfil de *shear* como descrito na secção 5.4.2.3.

---

<sup>18</sup> É importante referir que toda a metodologia de medição, especificações, calibrações, características e instalação dos instrumentos de medição foram realizadas de acordo com o constante da norma IEC 61400 - Parte 12 [1].

### 6.1.1 SC segundo o procedimento da norma atual

Os resultados da Calibração do local utilizando a norma atual foram conseguidos utilizando o *software* e os procedimentos da Megajoule. A Tabela reproduzida na Figura 6-1 está dividida em *bins* de direção de vento de 10° de amplitude. É apresentada a soma de dados em cada *bin* de direção de vento com velocidades compreendidas entre os 4 m/s e os 8 m/s e velocidades compreendidas entre os 8 m/s e os 16 m/s, sendo que o principal objetivo da calibração do local prende-se com o cálculo de uma correção da velocidade do vento para cada *bin* de direção de vento, sendo essa correção (Ratio), como já explicado, aplicada à velocidade do vento no mastro de medição permanente de modo a prever a velocidade do vento no local da turbina eólica. É também calculado o desvio padrão e a incerteza estatística para cada *bin* de direção de vento. Adicionalmente, é calculada a média das velocidades do vento para cada *bin* de direção em ambos os mastros.

Time Step:					Undisturbed Sectors:	20° - 126°		N. <sup>br</sup> of Records - Validated Data:			
					(IEC 61400-12-1)			Final IEC:		7955	
Table with results of evaluation according to IEC 61400-12-1											
BIN	From	To	Average W <sub>dir</sub> RM	Sets	Sets	Sets	Ratio	Ratio	Uncertainty	Average W <sub>10d</sub> TM	Average W <sub>10d</sub> RM
	[°]	[°]	[°]	[N]	[4 to 8 m/s]	[8 to 16 m/s]	$\alpha_i$	[ $\sigma_i$ ]	$\sigma_i / \sqrt{N_i}$	[m/s]	[m/s]
1	0	10	5	90	86	4	0,9877	0,1082	0,0114	5,64	5,71
2	10	20	14	79	66	13	0,9364	0,1071	0,0120	5,75	6,20
3	20	30	25	95	92	3	1,0929	0,0707	0,0073	5,95	5,48
4	30	40	34	127	124	3	1,1131	0,0604	0,0054	6,05	5,46
5	40	50	44	80	79	1	1,0745	0,0564	0,0063	5,96	5,56
6	50	60	55	63	57	6	1,0816	0,0631	0,0080	6,31	5,83
7	60	70	66	85	71	14	1,0700	0,0914	0,0099	6,41	6,02
8	70	80	75	195	154	41	1,0303	0,0783	0,0056	6,87	6,68
9	80	90	86	921	394	527	1,0367	0,0592	0,0020	8,87	8,56
10	90	100	95	3232	862	2370	1,0474	0,0436	0,0008	10,48	10,01
11	100	110	103	1919	691	1228	1,0379	0,0378	0,0009	9,71	9,37
12	110	120	113	524	300	224	1,0237	0,0329	0,0014	7,97	7,79
13	120	130	123	131	99	32	1,0197	0,0363	0,0032	6,92	6,79
14	130	140	134	23	22	1	1,0032	0,0495	0,0103	5,75	5,73
15	140	150	144	15	14	1	0,9931	0,0744	0,0192	5,70	5,71
16	150	160	153	6	6	0	0,9556	0,0864	0,0353	5,75	6,06

Figura 6-1: Resultados da Calibração do Local de acordo com a norma IEC 61400-12-1.

A calibração do local, utilizando o processo descrito pela norma actual, define como sectores a medir, os setores compreendidos entre 70° e 120°. Inicialmente, após a análise de obstáculos, os setores aceites para análise estavam compreendidos entre os 20° e os 120°, contudo, devido à falta de dados em alguns *bins* de direções de vento e aos ensaios de correlação, estes foram reduzidos para o intervalo de direções compreendido entre 70° e 120°.

Na subsecção seguinte é apresentado o cálculo da calibração do local utilizando o *draft* da norma.

### 6.1.2 SC segundo o draft da nova norma

O terreno está entre o tipo A e o tipo B (como descrito na secção 5.10.2).

Apesar de não existirem diferenças expressivas na cota dos dois mastros nem existirem elevações significativas ao longo de grandes distâncias na direção predominante do vento, são esperadas diferentes condições de *shear* entre os dois mastros e um amplo intervalo de valores de *shear*, podendo algumas vezes ser negativo. Isto é devido, possivelmente, ao ciclo diurno de estabilidade atmosférica.

Os dados medidos pelo mastro de medição permanente e pelo mastro de medição provisório, a 40 m e 80 m, são usados para calcular o perfil vertical de velocidade em ambos os mastros (perfil de *shear*). As medições a 80 m, altura do eixo do rotor da turbina que irá equipar o Parque, serão as usadas na calibração do sítio.

As medições foram feitas durante cerca de quatro meses e os dados foram filtrados com base no setor de medição na torre de medição permanente, para velocidades de vento entre os 4 m/s e os 16 m/s. Todos os dados que foram medidos em situações de mau funcionamento do sensor ou em condições atmosféricas extremas (gelo) foram excluídos. Para cada período de 10 minutos foram feitos os seguintes cálculos:

1. O rácio da velocidade do vento à altura do rotor da turbina em ambos os mastros de medição,
2. O expoente do perfil vertical de velocidade em ambos os mastros de medição utilizando a lei de potência entre as duas alturas, 40 e 80 metros (como descrito na expressão 5.2),
3. *Bins* de direção de vento centrados em múltiplos inteiros de 10° (0° a 10°, 10° a 20°, 20° a 30°, etc...),

**Passo 1.** Verificação da importância do *shear* no local em análise:

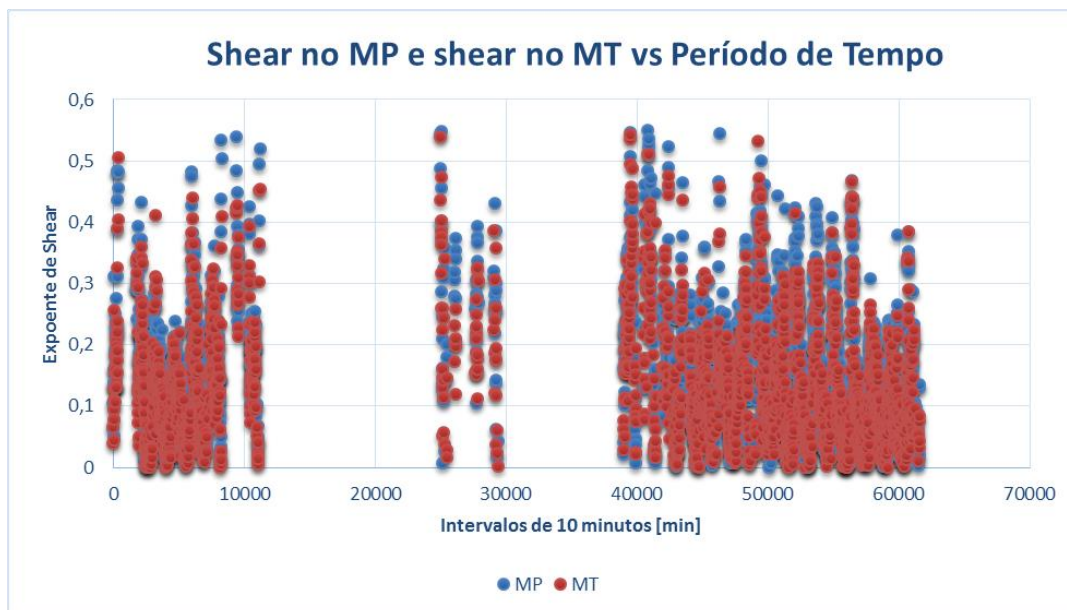


Figura 6-2: Expoente de *shear* no MP (Mastro Permanente) e MT (Mastro Temporário) ao longo do dia.

Da análise ao gráfico anterior é possível verificar que o *shear* é significativo no local, estando a sua magnitude diretamente relacionada com a estabilidade atmosférica. São observados elevados valores de *shear* durante a noite e baixos durante o dia. Durante a noite, a atmosfera forma camadas térmicas (atmosfera estável), sendo que estas camadas limitam a turbulência e provocam elevados expoentes de *shear*. Na Figura 6-3 está representado o *shear* corresponde a um período noturno, onde é possível comprovar a magnitude dos valores.

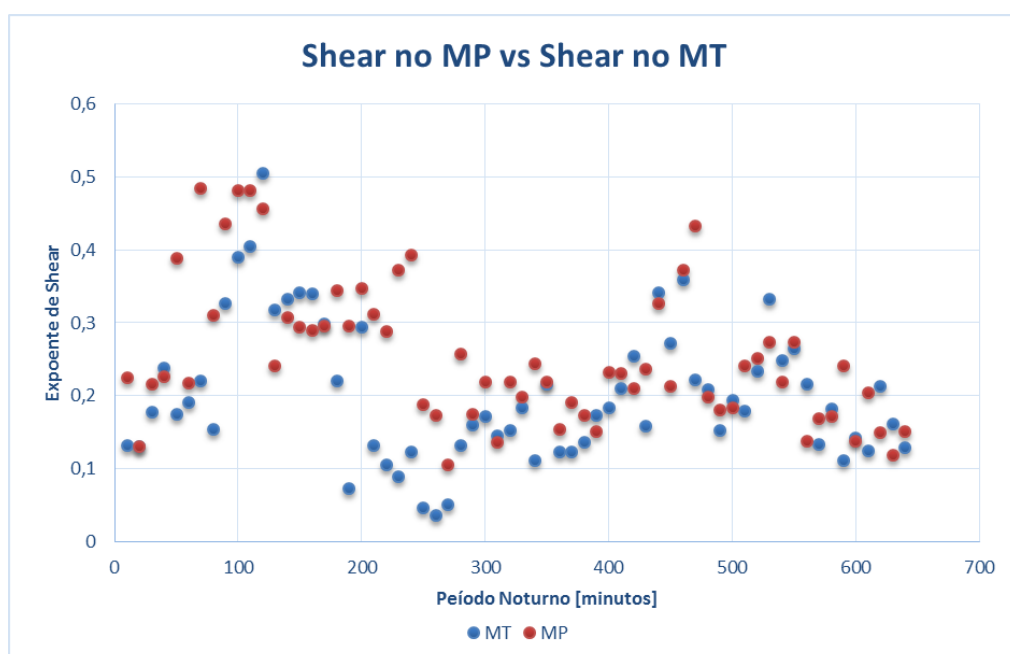
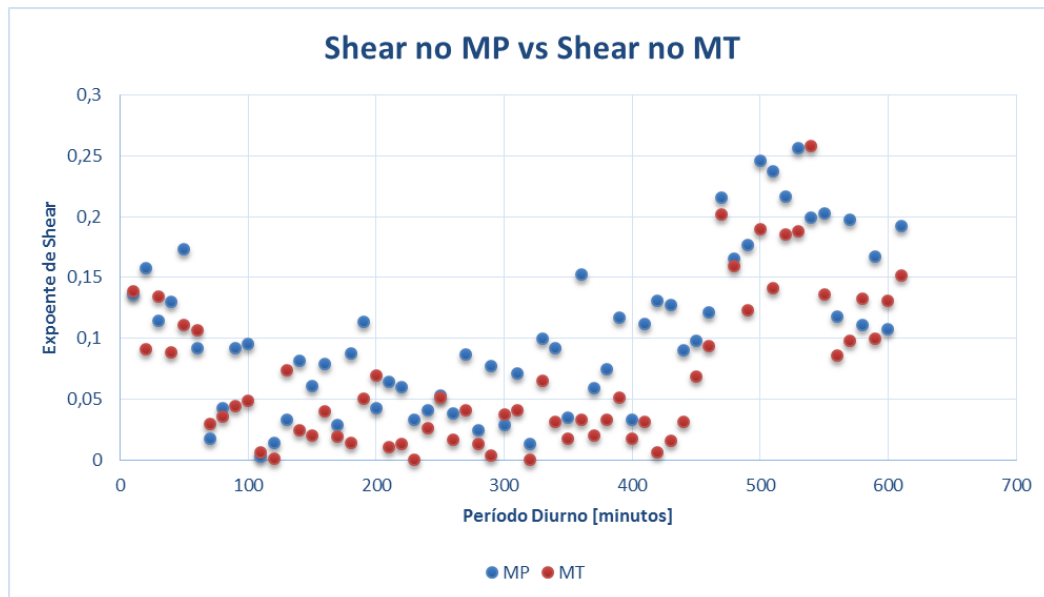


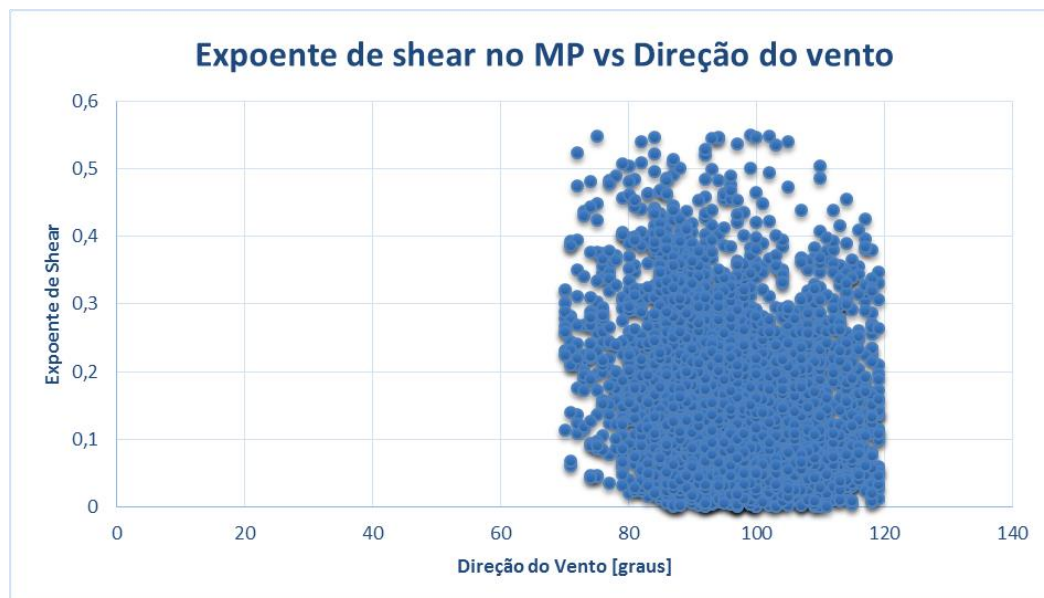
Figura 6-3: Expoente de *shear* no MP (Mastro permanente) e MT (Mastro temporário) durante um período noturno.

Durante o dia, o sol atinge o chão, o que introduz turbulência e um perfil mais uniforme de *shear* (baixo expoente de *shear*) e uma maior intensidade de turbulência. Na Figura 6-4 está expresso o *shear* durante um período diurno, onde é possível verificar baixos valores de *shear*.



**Figura 6-4:** Expoente de shear no MP (Mastro Permanente) e MT (Mastro temporário) durante um período diurno

É também possível verificar que em ambos os mastros de medição são visíveis valores de expoente de *shear* relevantes, compreendidos, na sua maioria, entre um intervalo de magnitude de 0 a 0,55. Tal é possível verificar analisando os gráficos nas Figuras 6-5 e 6-6.



**Figura 6-5:** Análise da relevância do *shear* no mastro de medição permanente (MP).

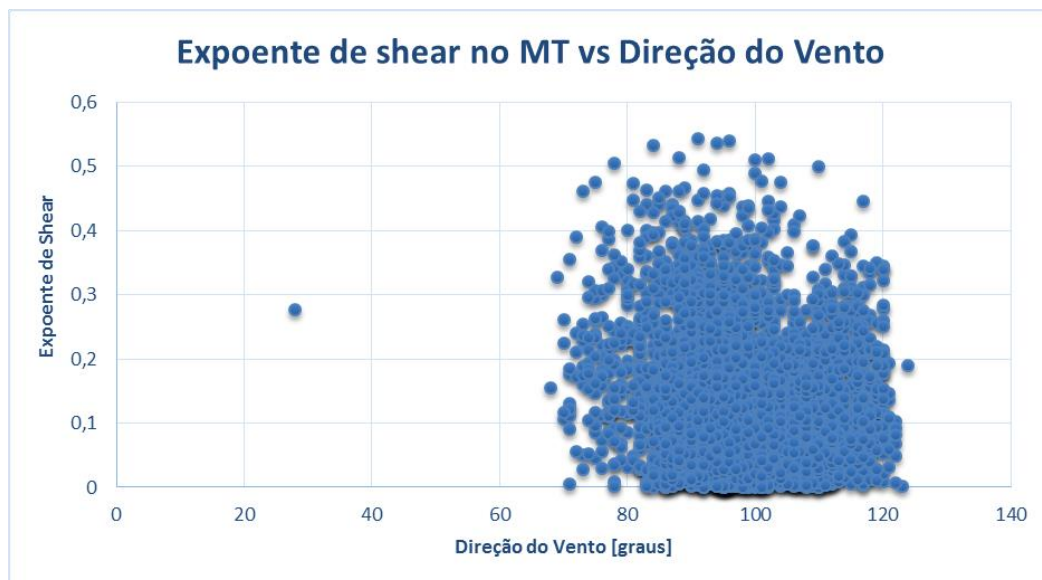


Figura 6-6: Análise da relevância do *shear* no mastro de medição temporário (MT).

## Passo 2. Correlação de *shear* em ambos os mastros de medição

Para verificar que os valores do expoente de *shear* estão correlacionados entre ambos os mastros, deve ser criado um gráfico de dispersão que relacione os expoentes de *shear* nos dois mastros:

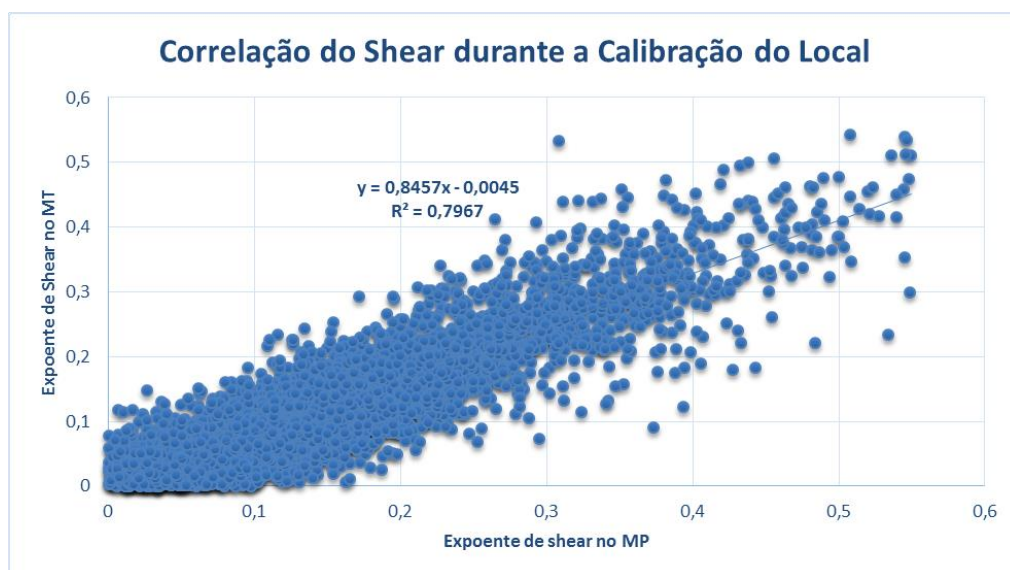


Figura 6-7: Correlação do *Shear* durante a calibração do Local entre o MP e o MT.

O expoente de *shear* em ambos os mastros de medição têm uma boa correlação entre si, ou seja, o *shear* no mastro de medição permanente é um bom indicador do *shear* no mastro de medição temporário. Desta forma, a calibração do local pode ser avaliada através de uma matriz com *bins* de *shear* e direção de vento (secção 5.10.6).

## Passo 3. Cálculo dos Resultados



Os cálculos seguintes são feitos para cada período de 10 minutos medido no mastro permanente:

- *Bins* de *shear* centrados em expoentes de *shear* de inteiros múltiplos de 0,05.

É agora possível criar uma matriz de expoentes de *shear* e de direção de vento. Para cada secção na matriz devem ser feitos os seguintes cálculos:

- A correção para cada secção da matriz é calculada como a média dos rácios de velocidade do vento que estão dentro desse *bin*;
- Uma contagem de todos os dados válidos em cada *bin*;

Tabela 6-1: Correções da calibração do local

<i>Bin</i> de <i>shear</i>	<i>Bin</i> de Direção de Vento				
	70°	80°	90°	100°	110°
0	INC	1,052413	1,064359	1,043297	1,025136
0,05	INC	1,045255	1,053849	1,04116	1,024247
0,1	INC	1,045244	1,050494	1,036198	1,018844
0,15	INC	1,036637	1,041123	1,0317	1,026571
0,2	INC	1,022455	1,027386	1,031695	1,01756
0,25	INC	1,006888	1,025226	1,024085	1,028381
0,3	INC	1,001488	1,016625	1,022714	1,016122
0,35	INC	1,029675	0,996699	1,015294	1,024751
0,4	INC	1,041359	1,000088	1,027297	1,025647
0,45	INC	1,026763	1,005128	INC	INC
0,5	INC	1,020976	INC	INC	INC
0,55	INC	INC	INC	INC	INC

Através da análise da tabela 6.1 é possível verificar que para cada *bin* de direção de vento corresponde um certo número de *bins* de *shear* e cada um tem uma determinada correção. Esta correção é calculada através da média de todos os rácios (velocidade do vento no mastro provisório sobre velocidade do vento no mastro permanente) que integram cada *bin*.

Na tabela 6.2 é apresentada a soma de todos os dados válidos que integram cada *bin* de direção e cada *bin* de *shear*. No *bin* de direção de vento de 70°, a soma de todos os dados válidos é inferior a 144 e por esse motivo esta direção é excluída.

**Tabela 6-2:** Dados em cada *Bin* de Direção de vento e *Bin* de *Shear*

<i>Bin</i> de <i>Shear</i>	<i>Bin</i> de Direção de Vento				
	70°	80°	90°	100°	110°
0	11	140	402	260	94
0,05	12	156	732	412	144
0,1	12	121	745	490	76
0,15	20	121	616	419	50
0,2	16	115	314	132	44
0,25	5	59	132	50	34
0,3	4	47	68	18	31
0,35	5	41	27	16	19
0,4	1	24	9	3	5
0,45	1	9	13	NADA	2
0,5	2	5	1	1	1
0,55	NADA	2	1	NADA	NADA
Soma	89	840	3060	1801	500

#### Passo 4. Cálculos adicionais

As correções calculadas na calibração do local devem ser aplicadas aos dados do mastro permanente de modo a calcular a velocidade do vento prevista na localização da turbina eólica. Tal deve ser aplicado usando os dados filtrados:

$$V_{Turb\_prevista} = F(V_{PM}, BDV, \alpha) \quad (6.1)$$

Onde:

$V_{Turb\_prevista}$ :	Velocidade do vento prevista na localização da turbina,
$F(V_{PM}, BDV, \alpha)$ :	Correcção do SC, onde,
$V_{PM}$ :	Velocidade do vento no mastro permanente,
$BDV$	<i>Bin</i> de direcção de vento,
$\alpha$	Expoente de <i>shear</i> , se aplicável.

Segue um exemplo dos cálculos adicionais para o *bin* de direção de vento 100° e para o *bin* de *shear* 0,35 usando para isso as expressões 5.15 e 5.16 da secção 5.10.8.

Tabela 6-3: Cálculos adicionais

Vturb_prevista (m/s)	Vturb_medida (m/s)	Resíduo	Self_consistency_parameter
6,630162657	6,066697	0,56346566	1,09287849
6,644152392	6,76912	0,12496761	0,981538574
5,818758039	6,08047	0,26171196	0,956958597
5,963318632	6,103425	0,14010637	0,977044632
5,823421284	5,405593	0,41782828	1,07729555
9,362824187	9,482401	0,11957681	0,987389606
9,111008961	9,142667	0,03165804	0,99653733
9,609976168	9,326307	0,28366917	1,030416023
7,180425559	7,223629	0,04320344	0,99401915
6,849335169	7,030807	0,18147183	0,974189047
6,275756042	6,576298	0,30054196	0,954299218
9,633292393	9,587994	0,04529839	1,004724491
5,935339162	6,057515	0,12217584	0,9798307
11,88563969	11,346347	0,53929269	1,047530072
7,7866474	8,00869	0,2220426	0,972274791
7,241047743	7,264948	0,02390026	0,996710196

#### Passo 5. Cálculo do desvio padrão e da incerteza estatística da calibração do local

Utilizando as expressões 5.17 e 5.18 da secção 5.10.9.1, é calculado o desvio padrão e a incerteza estatística total da calibração do local:

Tabela 6-4: Desvio padrão e incerteza estatística da calibração do local, respetivamente.

dstd	Ssc
0,385468288	0,004896

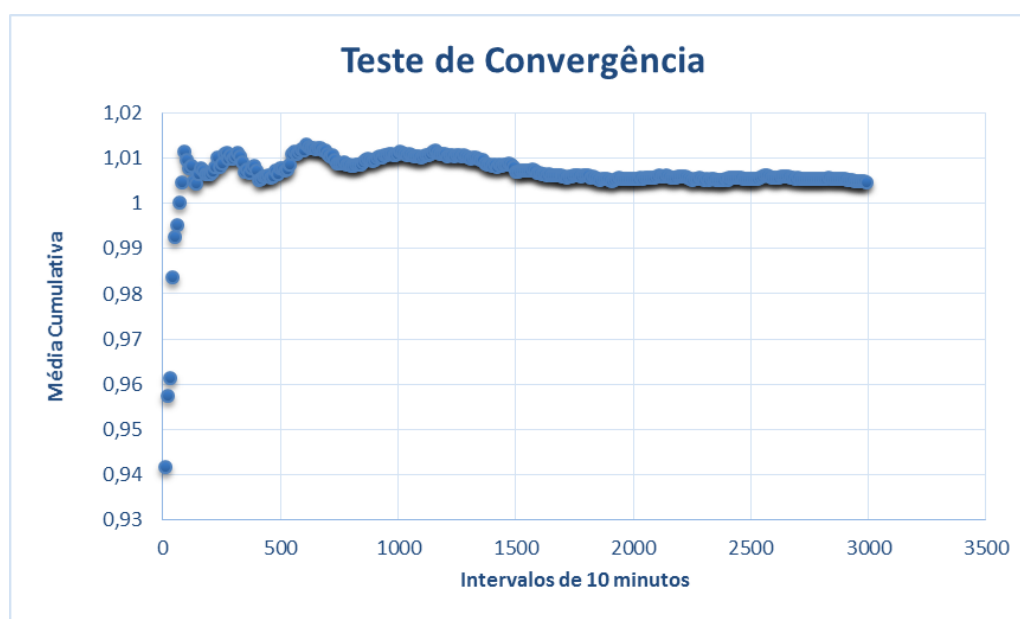
#### Passo 6. Ensaio de Convergência

Os ensaios de convergência foram positivos para os quatro *bins* de direção de vento considerados na calibração do local (de acordo com a secção 5.10.10.1), não sendo então necessário aumentar a incerteza sistemática adicional do SC. Na Tabela 6-5, é visível que ou 16 horas de dados ou 25% dos dados estão dentro da variação de 0,5% em relação ao valor final da média cumulativa calculada.

Tabela 6-5: Ensaio de convergência

	Bin de Direção de Vento			
	80°	90°	100°	110°
Variação 0,5% do valor final	[0,998114:1,008114]	[0,996524:1,006524]	[0,9961954:1,0061954]	[0,996121:1,006121]
Número de dados totais	840	3060	1801	500
Número de dados dentro do Intervalo	833	2912	1734	464

É apresentado na Figura 6-8, o ensaio de convergência para o *bin* de direção de vento de 90°. No eixo das ordenadas temos a média cumulativa do *self\_consistency parameter* e no eixo das abcissas temos intervalos de dados em períodos de 10 minutos:

Figura 6-8: Ensaio de convergência para o *bin* de direção de vento de 90°.

#### Passo 7. Mudança na correção entre *bins* de direção de vento adjacentes

O *draft* da norma não é claro quando se utiliza uma matriz de correções com *bins* de direção de vento e *bins* de *shear*. A explicação dada na secção 5.10.10.3 é clara quando o método de calibração a seguir é o presente na secção 5.10.7 (regressão linear) e menos clara quando se utiliza a matriz de correções (secção 5.10.6). Sendo assim, foi decidido utilizar a média de todas as correções presentes nos *bins* de direção de vento como sendo a correção a utilizar, (como explicado em 2) na secção 5.10.10.3). Desta forma, não é necessário aumentar a

incerteza sistemática da calibração do Local. Segue o exemplo particular dos resultados do *bin* de direção de vento de 90°:

**Tabela 6-6:** Mudança na correção entre *bins* de direção de vento adjacentes do *bin* de direção de vento de 90°.

	Bin de direção de vento de 90°	
	Correção do bin de 100°	Correção do bin de 80°
Média do Self-Consistency-Parameter	0,985493106	0,997588639

A mudança na magnitude nas correções está dentro de 0,02 entre os *bins* adjacentes, desta forma não é necessário adicionar nenhuma incerteza adicional.

#### Passo 8. Incerteza associada às características das estações do ano

A medição da calibração do local é realizada durante a mesma estação do ano não sendo necessário, por isso, realizar qualquer comparação, como mencionada na secção 5.10.10.5.

Devido à inexistência de medições de potência produzida pela turbina eólica é impossível proceder ao cálculo da curva de potência e da AEP.

## 6.2 SC, Curva de Potência e AEP utilizando os dois documentos normativos<sup>19</sup>

Nesta secção é realizado o cálculo do SC, da curva de potência e da AEP de uma turbina eólica utilizando quer a norma atual [1], quer o draft [2] da mesma, com o objetivo de comparar os resultados obtidos. Tal como na secção 6.1, não são dados pormenores sobre a localização real das medições por motivos de confidencialidade.

Devido à impossibilidade técnica de medir o perfil vertical da variação da velocidade do vento com a altura (*shear*) é assumido que o mesmo não é relevante nem correlacionado nos dois mastros de medição. De notar que esta assunção terá implicações reais nos resultados quer no SC, na curva de potência e na AEP, segundo as considerações do *draft*.

Para o cálculo da calibração do local as medições da velocidade do vento são realizadas nos dois mastros de medição a uma altura de 85 metros, estando o período de medição compreendido entre os dias 12/02/2009 até ao dia 20/05/2009. A base de dados contém 8474

<sup>19</sup> É importante referir que toda a metodologia de medição, especificações, calibrações, características e instalação dos instrumentos de medida foram realizadas de acordo com o constante da norma IEC 61400 - Parte 12 [1]

registos de velocidade de vento média e de direção de vento média, sendo cada registo a média dos valores num período de 10 minutos.

Na medição da curva de potência, as medições da velocidade do vento foram realizadas a uma altura de 85 metros no mastro permanente, estando o período de medição compreendido entre os dias 08/03/2013 até ao dia 23/04/2013. A base de dados contém 6661 registos da velocidade média do vento, da velocidade média mínima do vento, de rajadas máximas da velocidade média do vento, da direção média do vento, e da data e hora, sendo cada registo a média dos valores num período de 10 minutos.

### 6.2.1 SC, Curva de Potência e AEP utilizando os procedimentos da norma atual.

Os setores de direção de vento finais que são considerados para o cálculo da curva de potência estão compreendidos entre os *bins* 90° e 120° e os *bins* 250° e 310°.

A tabela 6.7, que apresenta os resultados da calibração do local utilizando o *software* da Megajoule, está dividida em *bins* de direção de vento com dimensão de 10°. Para cada *bin* de direção de vento é realizada a contagem dos dados válidos com velocidades compreendidas entre os 4 e os 8 m/s e velocidades compreendidas entre os 8 e os 16 m/s. É também calculado o desvio padrão para cada *bin* de direção de vento. Adicionalmente, é calculada a média das velocidades do vento para cada *bin* de direção de vento em ambos os mastros.

**Tabela 6-7:** Resultados da calibração do local utilizando as considerações da Norma atual.

Bin	De [°]	Até [°]	Dados	Dados [4-8m/s]	Dados [8-16m/s]	Rácio	Desv. Padrão	Vel.	Vel.
								MT [m/s]	MP [m/s]
1	0	10	219	57	162	1,0070	0,0323	9,53	9,46
19	90	100	818	348	470	0,9727	0,0251	8,57	8,81
20	100	110	1066	560	506	0,9679	0,027	7,84	8,1
21	110	120	825	529	296	0,9662	0,0307	7,04	7,29
51	250	260	274	195	79	1,0096	0,0376	7,11	7,06
52	260	270	291	217	74	1,0094	0,0449	6,83	6,77
53	270	280	511	353	158	1,0158	0,0453	7,08	6,98
54	280	290	714	445	269	1,0198	0,0534	7,47	7,37
55	290	300	449	300	149	1,0126	0,0535	7,15	7,1
56	300	310	258	185	73	1,0152	0,0607	6,79	6,72
61	350	360	137	44	93	1,0162	0,0443	9,61	9,42

Depois de terminada a calibração do Local, deu início o processo de medição da curva de potência, sendo o cálculo realizado manualmente com o objetivo de facilitar e ajudar na compreensão de todo o processo. Para tal, as correções calculadas na calibração do local são multiplicadas à velocidade de vento medida no mastro de medição permanente de modo a prever a velocidade de vento no local da turbina eólica. Foram também medidos valores da potência de saída na turbina eólica de modo a ser possível traçar o perfil estacionário da curva de potência.

Na Tabela 6-8 estão presentes todos os dados necessários para a expressão gráfica da curva de potência: a média dos valores corrigidos da velocidade do vento medida no mastro de medição permanente e a média dos valores da potência de saída correspondente (ambos agrupados em *bins* de velocidade de dimensão 0,5 m/s). Também é calculado o  $C_p$  e o número de dados válidos presentes em cada *bin* de velocidade de vento. A densidade permanente usada para a normalização da velocidade do vento corrigida é igual a 1,08 kg/m<sup>3</sup>.

**Tabela 6-8:** Dados necessários para a expressão da curva de potência

Densidade do ar permanente = 1.08 kg/m <sup>3</sup>						
<i>Bin</i>	De [m/s]	Até [m/s]	Veloc. Vento média [m/s]	Potência de saída [kW]	$C_p$	Número de dados (média 10 min.)
1	0	0,75	0,60	-3,54	-5,65	1
2	0,75	1,25	1,02	1196,28	399,52	17
3	1,25	1,75	1,51	-2,10	-0,21	29
4	1,75	2,25	1,99	2,18	0,10	33
5	2,25	2,75	2,52	14,15	0,31	41
6	2,75	3,25	3,04	34,21	0,43	47
7	3,25	3,75	3,51	57,00	0,46	50
8	3,75	4,25	4,00	91,15	0,50	61
9	4,25	4,75	4,50	127,56	0,49	68
10	4,75	5,25	4,98	172,94	0,49	73
11	5,25	5,75	5,51	227,49	0,48	58
12	5,75	6,25	6,01	291,54	0,47	77
13	6,25	6,75	6,50	382,43	0,49	84
14	6,75	7,25	7,01	477,54	0,49	102
15	7,25	7,75	7,48	589,11	0,49	105
16	7,75	8,25	8,03	727,02	0,49	95
17	8,25	8,75	8,49	865,70	0,50	93
18	8,75	9,25	9,00	1049,32	0,50	117

*Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC61400-12-1*

19	9,25	9,75	9,51	1220,91	0,50	129
20	9,75	10,25	10,02	1395,89	0,49	117
21	10,25	10,75	10,48	1576,79	0,48	126
22	10,75	11,25	10,99	1705,16	0,45	121
23	11,25	11,75	11,50	1853,08	0,43	102
24	11,75	12,25	12,02	1934,73	0,39	94
25	12,25	12,75	12,48	1994,11	0,36	77
26	12,75	13,25	13,00	2023,59	0,32	85
27	13,25	13,75	13,50	2043,93	0,29	72
28	13,75	14,25	13,99	2048,83	0,26	68
29	14,25	14,75	14,51	2052,24	0,24	55
30	14,75	15,25	15,00	2051,49	0,21	61
31	15,25	15,75	15,50	2053,16	0,19	58
32	15,75	16,25	16,01	2056,31	0,18	58
33	16,25	16,75	16,48	2055,77	0,16	38
34	16,75	17,25	17,00	2055,89	0,15	45
35	17,25	17,75	17,50	2057,40	0,13	34
36	17,75	18,25	17,99	2057,96	0,12	19
37	18,25	18,75	18,44	2056,33	0,11	15
38	18,75	19,25	18,98	2055,64	0,11	13
39	19,25	19,75	19,48	2055,90	0,10	11
40	19,75	20,25	19,91	2059,03	0,09	3
41	20,25	20,75	20,50	2056,45	0,08	7
42	20,75	21,25	20,91	2055,05	0,08	4
43	21,25	21,75	21,48	2054,22	0,07	6
44	21,75	22,25	22,10	2058,89	0,07	2
45	22,25	22,75	22,74	2024,11	0,06	1
46	22,75	23,25	23,01	2049,75	0,06	1
47	23,25	23,75	-	-	-	0
SOMA						2573

A expressão gráfica da curva de potência da turbina eólica em regime estacionário está presente na Figura 6-9:



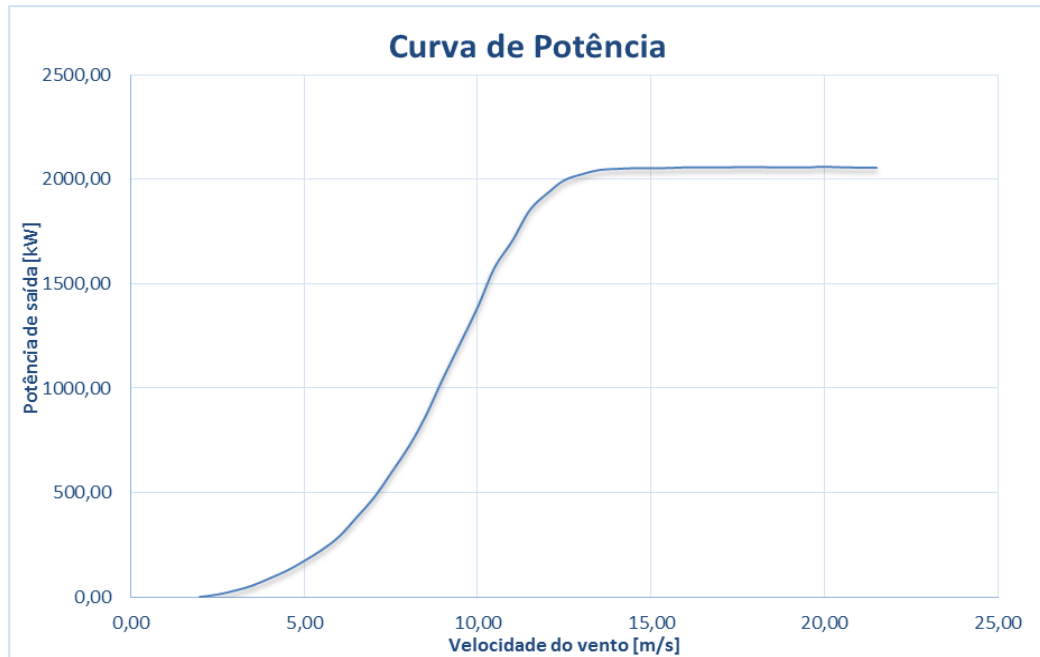


Figura 6-9: Expressão gráfica da curva de potência

Mais ainda, na Figura 6-10 é possível analisar a dispersão de dados ao longo do ponto médio da curva de potência da turbina eólica em análise.

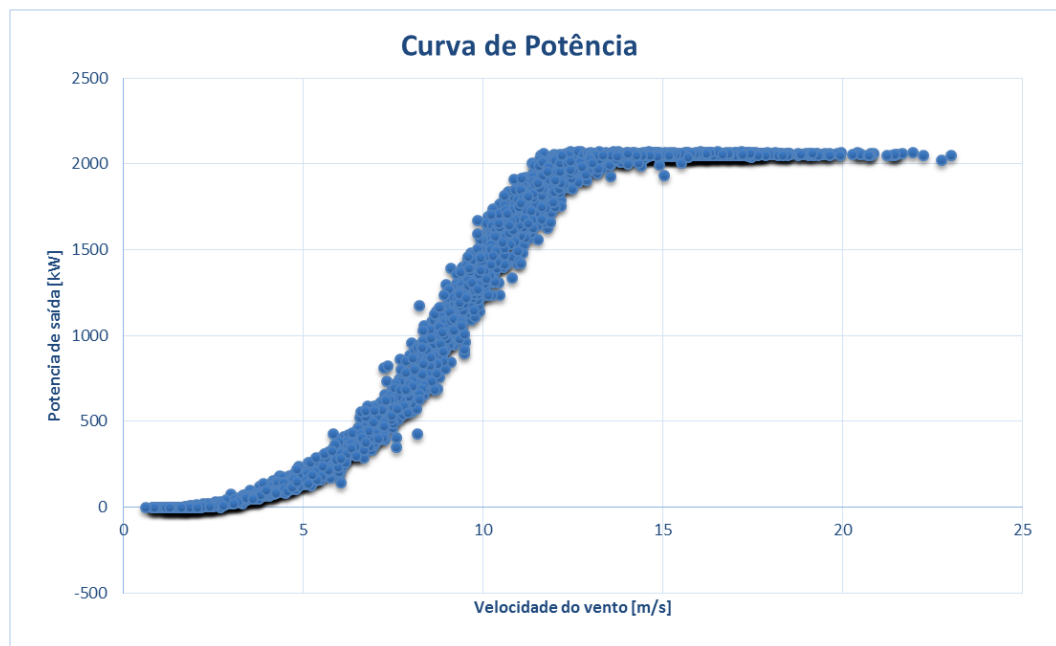


Figura 6-10: Dispersão dos dados ao longo do ponto médio da curva de potência

Por fim é calculada a Produção anual de Energia (AEP) para valores médios da velocidade do vento medidos à altura do eixo do rotor da turbina, compreendidos entre 4 e 11 m/s. O cálculo da mesma é conseguido com a aplicação das expressões 5.10 e 5.11 da secção 5.6.3.

**Tabela 6-9:** Produção Anual de Energia

V. do vento [m/s]	AEP - Medido [MWh]
4	1468,649808
5	2762,28488
6	4322,111719
7	5925,775575
8	7393,495042
9	8606,12453
10	9505,601515
11	10088,03867

É importante referir que as incertezas associadas a todo o processo foram calculadas pela Megajoule, mas não são aqui apresentadas. Sendo a análise das incertezas um processo muito demorado e complexo, e devido ao tempo limitado para a conclusão da dissertação, foi decidido que a sua análise não seria incluída na mesma.

Apenas as incertezas associadas ao cálculo da calibração do local são consideradas.

## 6.2.2 SC, Curva de Potência e AEP segundo o *draft*

### 6.2.2.1 Calibração do local

Tal como na secção 6.1, a calibração do local é descrita através de um conjunto de passos que tornam o procedimento e a sua compreensão muito mais simples.

**Passo1.** Verificar a significância e a correlação do *shear* no local.

Tal como já referido, a impossibilidade de ter duas medições da velocidade do vento em dois níveis de altura diferentes, tal como descrito na expressão 5.2, impossibilita o cálculo do perfil vertical da velocidade do vento em cada período de 10 minutos de medição. Dessa forma é impossível correlacionar *shears* entre as duas torres de medição e analisar a sua relevância no local em análise. Neste caso particular partiu-se da assunção inicial de que o *shear* não é

relevante nem correlacionado entre as duas torres de medição. Esta consideração implica o cálculo da calibração do local seguindo a secção 5.10.7, onde o *shear* não é relevante.

### Passo 2. Cálculo dos resultados.

Para cada *bin* de direção do vento é calculada uma regressão linear resultante da análise da velocidade do vento no mastro de medição temporário vs. Velocidade do vento no mastro de medição permanente, em conjunto com o valor  $R^2$  da regressão. Também é calculado o número de dados válidos em cada *bin* de direção de vento.

Esta regressão linear, como descrito na secção 5.10.7, tem como variável dependente a velocidade do vento medida no mastro de medição permanente e como variável independente a velocidade do vento medida no mastro de medição temporário (localizada no local da turbina). Na tabela 6.10, é apresentado o resultado da calibração do local para os intervalos de direção do vento considerados válidos (90° a 120° e 250° a 310°), bem como a soma total do número de dados válidos em cada *bin* de direção de vento. Também se efetua a contagem de dados em cada *bin* de direção de vento para os intervalos de velocidade de vento de 4 a 8 m/s e de de 8 a 16/ms.

**Tabela 6-10:** Resultados da calibração do local.

De [°]	Até [°]	Dados	Dados [4-8m/s]	Dados [8-16m/s]	Regressão linear
90	100	814	348	470	$y = 1,0173x + 0,0879$
100	110	1066	560	506	$y = 1,0301x + 0,0233$
110	120	825	529	296	$y = 1,0171x + 0,1231$
250	260	274	195	79	$y = 1,0003x - 0,0608$
260	270	291	217	74	$y = 1,0015x - 0,0806$
270	280	511	353	158	$y = 0,9956x - 0,0735$
280	290	714	445	269	$y = 1,0373x - 0,3895$
290	300	449	300	149	$y = 1,0178x - 0,1918$
300	310	258	185	73	$y = 1,0211x - 0,2558$

### Passo 3. Cálculos adicionais

As correções (regressão Linear) calculadas na calibração do local devem ser aplicadas aos dados do mastro permanente de modo a calcular a velocidade do vento prevista na localização da turbina. Tal deve ser aplicado usando os dados filtrados:

$$V_{Turb\_prevista} = F(V_{MP}, BDV, \alpha) \quad (6.2)$$

Onde:

$V_{Turb\_prevista}$ : Velocidade do vento prevista na localização da turbina,

$F(V_{PM}, BDV, \alpha)$ :	Correcção do SC, onde,
$V_{MP}$ :	Velocidade do vento do mastro permanente,
$BDV$	Bin de direcção de vento,
$\alpha$	Expoente de <i>shear</i> , se aplicável.

Os cálculos adicionais são efetuados usando as expressões 5.15 e 5.16 da secção 5.10.8. O procedimento de cálculo é igual ao utilizado no primeiro ensaio, secção 6.1.

#### Passo 4. Cálculo do desvio padrão e da incerteza estatística global da calibração do local

Utilizando as expressões 5.17 e 5.18 da secção 5.10.9.1, calculamos o desvio padrão e a incerteza estatística global da calibração do local:

**Tabela 6-11:** Desvio padrão e a incerteza global da Calibração do local, respetivamente.

Desvio padrão	Incerteza estatística
0,452159974	0,000086

#### Passo 5. Ensaio de Convergência

De acordo com a secção 5.10.10.1 os ensaios de convergência foram positivos para os nove *bins* de direcção consideradas na Calibração do Local.

#### Passo 6. Ensaio de correlação para a Regressão Linear

Para cada sector de direcção de vento, o nível de correlação deve ser avaliado baseado no coeficiente de correlação da regressão linear,  $R^2$ . Esta avaliação segue o descrito na secção 5.10.10.2.

Segue um exemplo do procedimento de cálculo no ensaio de correlação:

**Tabela 6-12:** Ensaio de correlação para a regressão linear.

Bin [°]	$R^2$	Média Resíduos	Desvio Padrão do Bin	Incerteza Adicional
260-270	$R^2 = 0,9841$	-0,140790614	0,254791563	0,114000949

#### Passo 7. Mudança na correcção entre *bins* de direcção de vento adjacentes

Seguindo o procedimento explicado no secção 5.10.10.3, é de concluir que todos os *bins* de direcção de vento cumprem com os requerimentos da mudança na correcção, não sendo necessária a adição de qualquer incerteza adicional.

#### 6.2.2.2 Curva de Potência

Depois de terminada a calibração do Local deu início o processo de medição da curva de potência, para tal, a variável independente presente nas correcções calculadas na calibração

do local (regressão linear) será substituída pela velocidade do vento medida no mastro de medição permanente (à altura do eixo da turbina) e dessa forma será calculada a velocidade do vento prevista no local da turbina. Foram também medidos valores da potência de saída média na turbina eólica, de modo a ser possível traçar a curva de potência estacionária.

Na Tabela 6-13 estão presentes todos os dados necessários para a expressão gráfica da curva de potência: a média dos valores corrigidos da velocidade do vento medida no mastro de medição permanente e a média dos valores da potência de saída correspondente (ambos agrupados em *bins* de velocidade de dimensão 0,5 m/s). Também é calculado o  $C_p$  e o número de dados válidos presentes em cada *bin* de velocidade de vento. A densidade permanente usada para a normalização da velocidade do vento corrigida é igual a  $1,08 \text{ kg/m}^3$ .

**Tabela 6-13:** Dados necessários para a expressão da curva de potência

Densidade do ar permanente = $1.08 \text{ kg/m}^3$						
<i>Bin</i>	De [m/s]	Até [m/s]	Velocidade do vento [m/s]	Potência de saída [kW]	$C_p$	Número de dados (média de 10 min.)
1	0	0,75	0,59	-2,21	-3,68	5
2	0,75	1,25	0,98	1198,14	452,59	23
3	1,25	1,75	1,54	-1,32	-0,13	29
4	1,75	2,25	1,99	4,33	0,19	32
5	2,25	2,75	2,52	18,74	0,41	35
6	2,75	3,25	3,01	39,85	0,51	54
7	3,25	3,75	3,52	63,50	0,51	60
8	3,75	4,25	3,98	104,74	0,58	54
9	4,25	4,75	4,50	139,21	0,53	69
10	4,75	5,25	4,98	178,61	0,51	79
11	5,25	5,75	5,51	249,08	0,52	62
12	5,75	6,25	5,99	323,27	0,53	74
13	6,25	6,75	6,51	407,63	0,52	85
14	6,75	7,25	7,00	509,19	0,52	110
15	7,25	7,75	7,47	609,20	0,51	91
16	7,75	8,25	8,00	762,20	0,52	108
17	8,25	8,75	8,52	925,69	0,53	95
18	8,75	9,25	9,00	1096,98	0,53	111
19	9,25	9,75	9,48	1246,05	0,51	132
20	9,75	10,25	10,03	1455,40	0,51	132

*Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC61400-12-1*

21	10,25	10,75	10,51	1619,10	0,49	119
22	10,75	11,25	10,98	1744,85	0,46	109
23	11,25	11,75	11,49	1850,67	0,43	89
24	11,75	12,25	12,01	1954,35	0,40	100
25	12,25	12,75	12,49	1994,41	0,36	75
26	12,75	13,25	12,97	2030,51	0,33	89
27	13,25	13,75	13,52	2046,56	0,29	76
28	13,75	14,25	13,96	2050,29	0,26	60
29	14,25	14,75	14,49	2052,43	0,24	65
30	14,75	15,25	14,98	2054,33	0,21	49
31	15,25	15,75	15,51	2054,49	0,19	52
32	15,75	16,25	15,97	2056,52	0,18	45
33	16,25	16,75	16,46	2054,91	0,16	44
34	16,75	17,25	17,00	2056,12	0,15	49
35	17,25	17,75	17,48	2056,72	0,13	34
36	17,75	18,25	17,99	2055,42	0,12	21
37	18,25	18,75	18,47	2055,99	0,11	20
38	18,75	19,25	19,01	2055,75	0,11	11
39	19,25	19,75	19,53	2057,25	0,10	5
40	19,75	20,25	20,03	2058,76	0,09	5
41	20,25	20,75	20,51	2052,51	0,08	5
42	20,75	21,25	21,05	2054,90	0,08	7
43	21,25	21,75	21,44	2067,02	0,07	1
44	21,75	22,25	22,10	2037,43	0,07	2
45	22,25	22,75	22,75	2049,75	0,06	1
SOMA						2573

A expressão gráfica da curva de potência da turbina eólica em regime estacionário está presente na Figura 6-11:

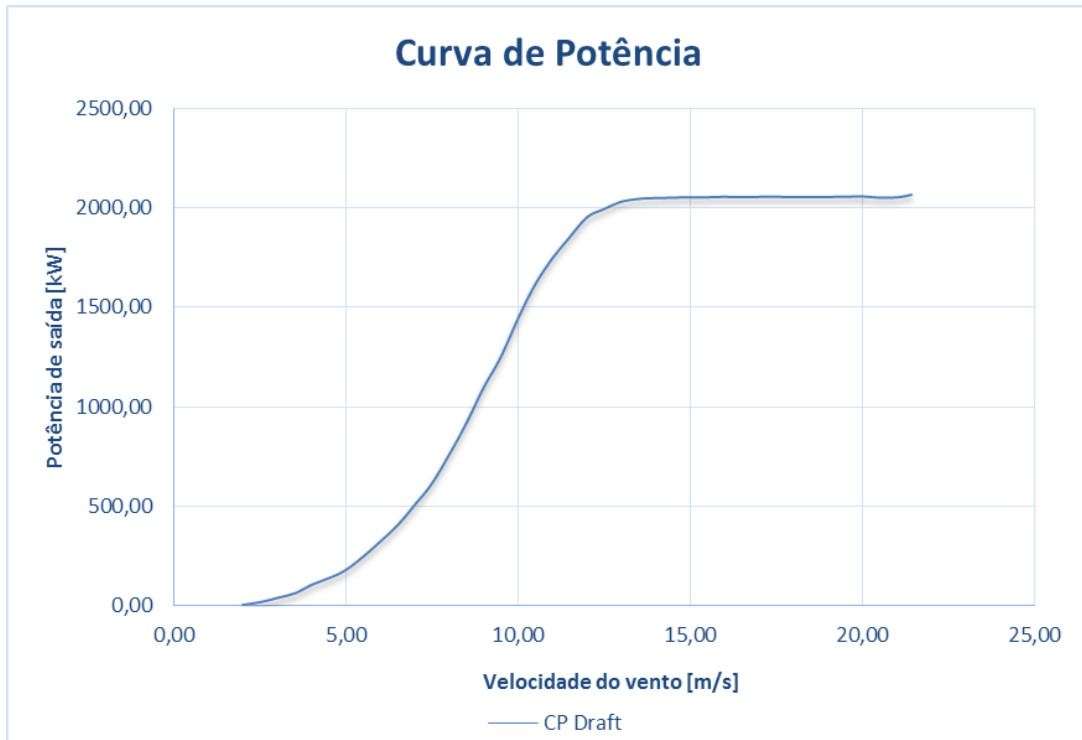


Figura 6-11: Curva de Potência

Mais ainda, na Figura 6-12 é possível analisar a dispersão de dados ao longo do ponto médio da curva de potência da turbina eólica em análise.

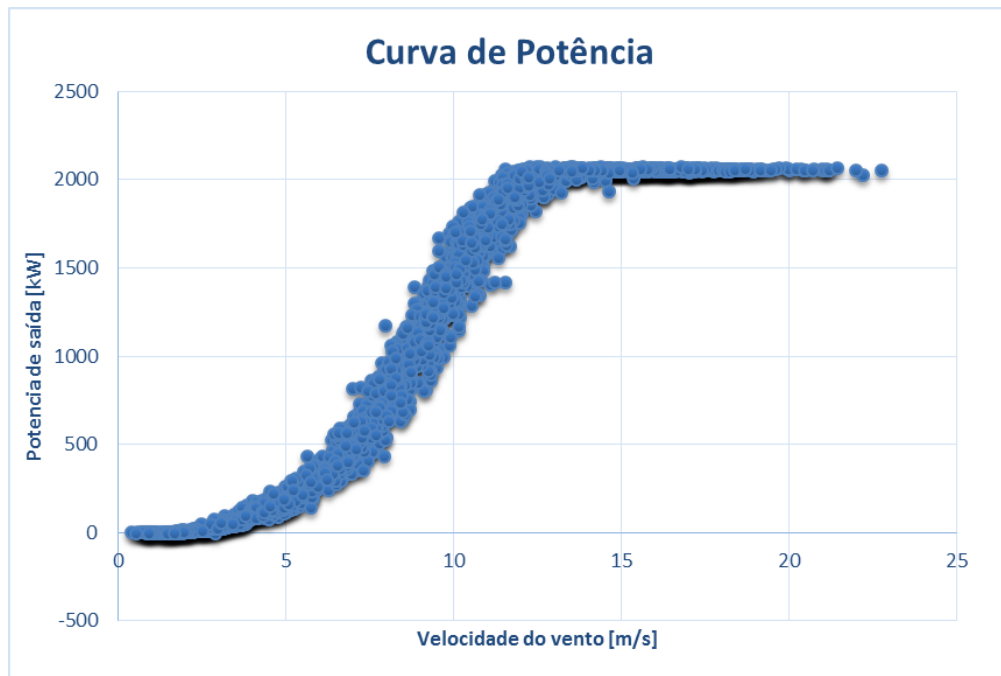


Figura 6-12: Dispersão dos dados ao longo da secção média da curva de potência

Por fim é calculada a Produção anual de Energia (AEP) para valores médios da velocidade do vento medida à altura do eixo do rotor da turbina, compreendidos entre 4 e 11 m/s. O cálculo da mesma é conseguido com a aplicação das expressões 5.10 e 5.11 da secção 5.6.3.

**Tabela 6-14:** Produção de energia anual

V. do vento Média [m/s]	AEP [MWh]
4	1576,437915
5	2911,566442
6	4497,46068
7	6110,447396
8	7574,779382
9	8775,925006
10	9659,595669
11	10224,64137

### 6.2.3 Análise comparativa de valores

A comparação dos resultados obtidos pela aplicação dos métodos presentes na norma atual e no *draft* da mesma é extremamente limitada, isto porque:

- Toda a metodologia de medição, especificações, calibrações, características e instalação dos instrumentos de medida foram realizadas de acordo com o constante da norma IEC 61400 - Parte 12 [1], não considerando as alterações presentes no *draft* atual.
- A inexistência de locais de análise onde os mastros de medição apresentem sensores a diferentes níveis de altura de modo que permitam medir o perfil de *shear* do vento (calibração do local) e o perfil de *veer* de vento. Desta forma, devido à inexistência de diferentes níveis de medição (pelo menos 3 níveis de medição da velocidade do vento a alturas diferentes ao longo do mastro de medição) é impossível aplicar a definição da velocidade do vento equivalente do rotor, que é um dos maiores desenvolvimentos presentes no *draft* comparativamente com a norma atual.

Tudo isto leva a que uma comparação dos resultados não seja verosímil e que qualquer conclusão retirada dos mesmos possa apresentar uma elevada incerteza.



No entanto, é possível concluir que a utilização de uma correção de velocidade diferente (rácio e regressão linear) tem implicações diretas nas velocidades do vento previstas na localização da turbina o que fará com que as mesmas velocidades, em ambas as metodologias, sejam diferentes. Da mesma forma, a potência de saída correspondente a cada *bin* de velocidade será diferente em cada avaliação (norma atual e *draft*).

A Figura 6-13 ajuda a visualizar as diferenças na comparação das duas curvas de potência.

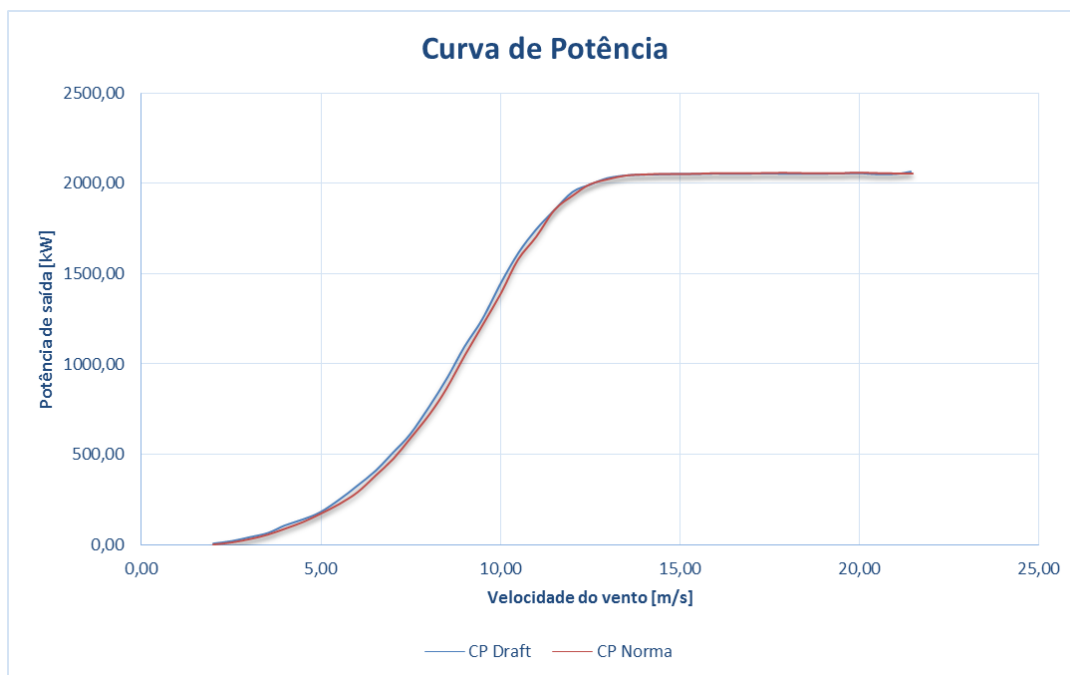


Figura 6-13: Comparação gráfica entre curvas de potência.

A Tabela 6-16 e a Figura 6-14 permitem compreender as diferenças nos resultados da AEP.

Tabela 6-15: Resultados da AEP pela norma atual e pelo *draft*

<i>Bin</i> Velocidade [m/s]	AEP-Draft [MWh]	AEP-Norma [MWh]
4	1576,437915	1468,649808
5	2911,566442	2762,28488
6	4497,46068	4322,111719
7	6110,447396	5925,775575
8	7574,779382	7393,495042
9	8775,925006	8606,12453
10	9659,595669	9505,601515
11	10224,64137	10088,03867

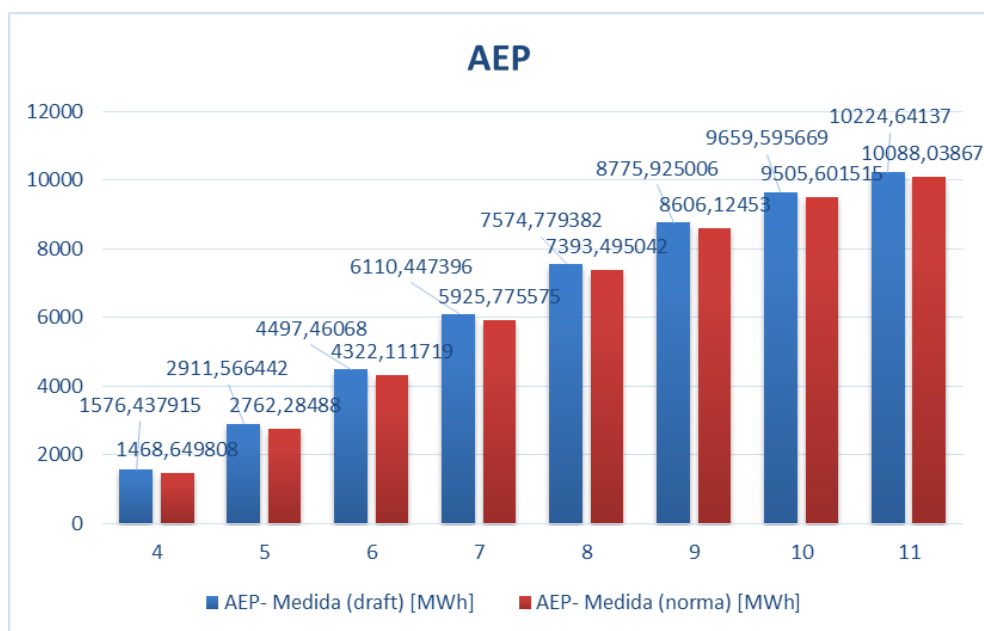


Figura 6-14: Resultados da AEP pela norma atual e pelo *draft*

O coeficiente de potência ( $C_p$ ) apresenta valores significativamente diferentes nas duas análises consideradas. De notar, que para o *bin* de velocidade de 3,75 m/s, o  $C_p$  apresenta um valor muito próximo do limite de *Betz* (0,593). A Figura 6-15 ajuda na análise na magnitude da diferença entre valores de  $C_p$ .

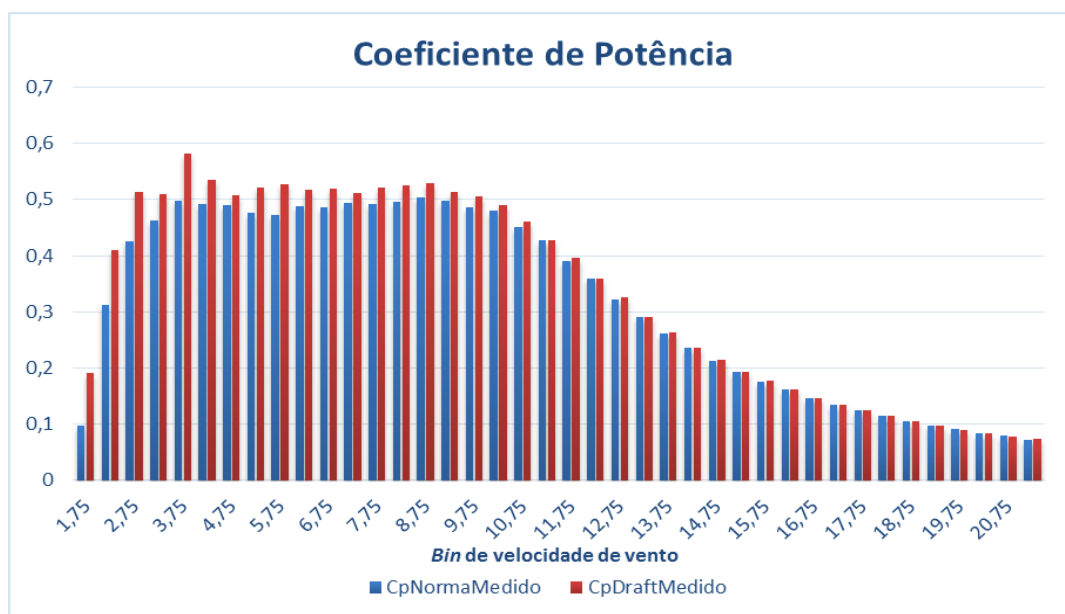


Figura 6-15: Resultados do  $C_p$  utilizando as duas metodologias.

### 6.2.3.1 Conclusões da análise comparativa

Sabendo das limitações de análise já mencionadas nesta secção, é de concluir que a curva de potência média, o AEP medido e o  $C_p$  medido, e levando em consideração os requerimentos do *draft*, apresenta sempre, para os mesmos *bins* de velocidade do vento, valores de potência

de saída superiores, uma produção anual de energia superior e um rendimento significativamente superior, comparativamente com os resultados obtidos na aplicação da norma atual.

A justificação para tal é a utilização de um método diferente de calibração do local, visto que é a única variável em jogo que sofre consideráveis alterações nas duas metodologias. Será analisado na secção 6.3 um estudo para verificar se, mesmo tendo em consideração as limitações já apresentadas, existe alguma tendência visível nos resultados e dessa forma ser possível aferir qualquer conclusão com um nível inferior de incerteza associado.

### **6.3 SC, curva de Potência e AEP utilizando os dois documentos normativos (outro exemplo)<sup>20</sup>**

Nesta secção é realizado o cálculo da calibração do local, da curva de potência e da AEP de uma turbina eólica utilizando quer a norma atual [1] quer o draft [2] da mesma, com o objetivo de comparar os resultados obtidos. Tal como nas secções 6.1 e 6.2, não são dados pormenores sobre a localização real das medições por motivos de confidencialidade.

Devido à impossibilidade técnica de medir o perfil vertical da variação da velocidade do vento com a altura (*shear*) é assumido que o mesmo não é relevante nem correlacionado nos dois mastros de medição. De notar que esta assunção terá implicações reais nos resultados do SC, da curva de potência e da AEP, segundo as considerações do *draft*.

Para o cálculo da calibração do local as medições da velocidade do vento são realizadas nos dois mastros de medição a uma altura de 85 metros, estando o período de medição compreendido entre os dias 04/07/2008 até ao dia 13/10/2008. A base de dados contém 9787 registos de velocidade de vento média e de direção de vento média, sendo cada registo a média dos valores num período de 10 minutos.

Na medição da curva de potência, as medições da velocidade do vento foram realizadas a uma altura de 85 metros no mastro permanente, estando o período de medição compreendido entre os dias 06/11/2012 até ao dia 06/01/2013. A base de dados contém 6661 registos da velocidade média do vento, da mínima velocidade média do vento, das máximas rajadas médias da velocidade do vento, da direção média do vento, e da data e hora, sendo cada registo a média dos valores num período de 10 minutos.

#### **6.3.1 Calibração do local (Draft)**

Na tabela 6.16 é apresentado o resultado da calibração do local.

---

<sup>20</sup> É importante referir que toda a metodologia de medição, calibrações, especificações, características e instalação dos instrumentos de medida a utilizar estarão de acordo com o constante da norma IEC 61400 - Parte 12 [1].

Devido à impossibilidade de traçar um perfil vertical da velocidade do vento (perfil de *shear*) e assumindo que este não é relevante nem correlacionado, o SC foi calculado seguindo as considerações da secção 5.10.7 (SC com *shear* negligenciável).

A existência de um desnível de aproximadamente 30 m entre os dois mastros de medição pode sugerir que os perfis de *shears* não estão correlacionados. Contudo, seria necessária uma análise gráfica, como descrito na secção 5.10 (calibração do Local), para confirmar tal pressuposto.

Tipicamente este tipo de terreno só apresenta *shears* correlacionados para baixos expoentes de *shears* (0,10 a 0,20). Seria necessário filtrar o conjunto de dados para remover os dados onde o *shear* não é correlacionado. Dessa forma, após filtragem, o conjunto de dados final teria um perfil de shear correlacionado nos dois mastros de medição, mas com uma magnitude baixa (0,10 a 0,20) não sendo por isso considerado relevante. Assim, seria aplicado o método de calibração expresso na secção 5.10.7 (SC com *shear* negligenciável). No entanto, estas suposições não podem ser verificadas pois o cálculo dos expoentes de *shear* bem como a filtrações de dados não é possível.

Tabela 6-16: Resultados da calibração do local

De [°]	Até [°]	Dados	Dados [4-8m/s]	Dados [8-16m/s]	Regressão linear
280	290	620	443	177	$y = 1,0825x - 0,0134$
290	300	479	266	213	$y = 1,0544x - 0,0326$
300	310	668	294	374	$y = 1,0217x + 0,0171$
310	320	543	281	262	$y = 1,0112x - 0,1836$
320	330	657	227	430	$y = 1,0096x - 0,3368$
330	340	759	243	516	$y = 0,9957x - 0,2269$
340	350	473	167	306	$y = 0,9822x - 0,3014$
350	360	418	144	274	$y = 1,0001x - 0,4017$

### 6.3.2 Curvas de Potência

Na Figura 6-16 é visível uma comparação entre a curva de potência calculada pela Megajoule, seguindo os procedimentos da norma atual e a curva de potência calculada segundo os procedimentos propostos no *draft*. De notar que a curva de potência calculada segundo as considerações do *draft* apresenta irregularidades um tanto ou quando invulgares. Isto é, no *bin* médio da velocidade de vento compreendido entre 6,25 m/s e 6,75 m/s, a potência de saída é 609,64 kW e no *bin* médio de velocidade do vento compreendido entre 6,75 m/s e 7,25 m/s a potência de saída é 606,84 kW, o que não é vulgar pois estamos a considerar intervalos de velocidade de vento crescentes e consecutivos.

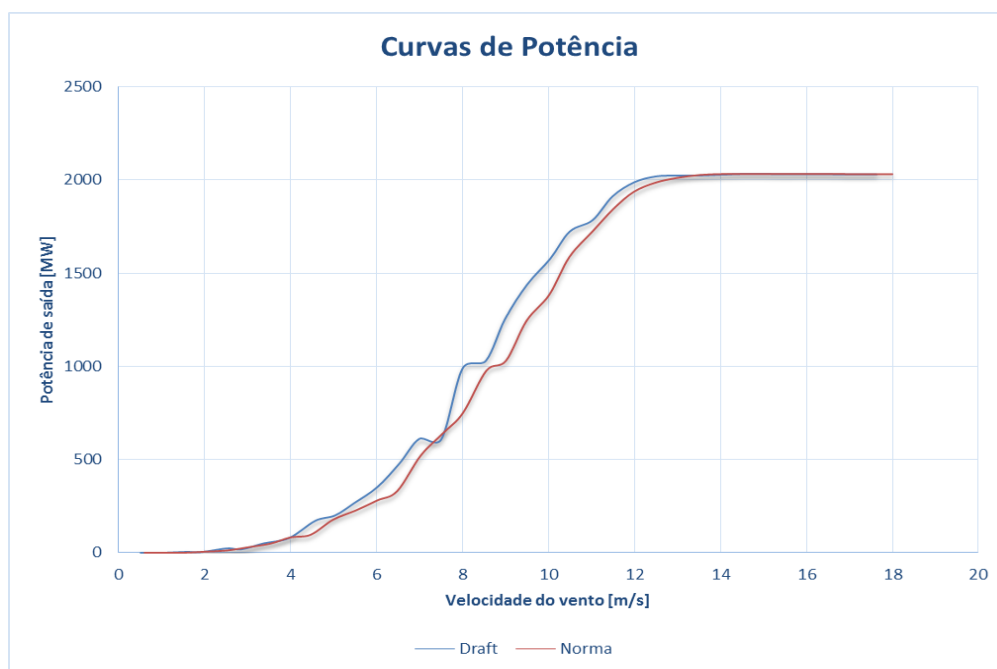


Figura 6-16: Comparação entre diferentes curvas de Potência

É visível que, no intervalo de velocidades de vento de 4 m/s a 14 m/s (Figura 6-16), a curva de potência calculada seguindo as considerações do *draft* apresenta uma potência de saída quase sempre superior à curva de potência calculada segundo as considerações da norma atual.

### 6.3.3 AEP

Na Figura 6-17 é visível uma comparação entre a produção anual de energia de acordo com os dois documentos normativos.

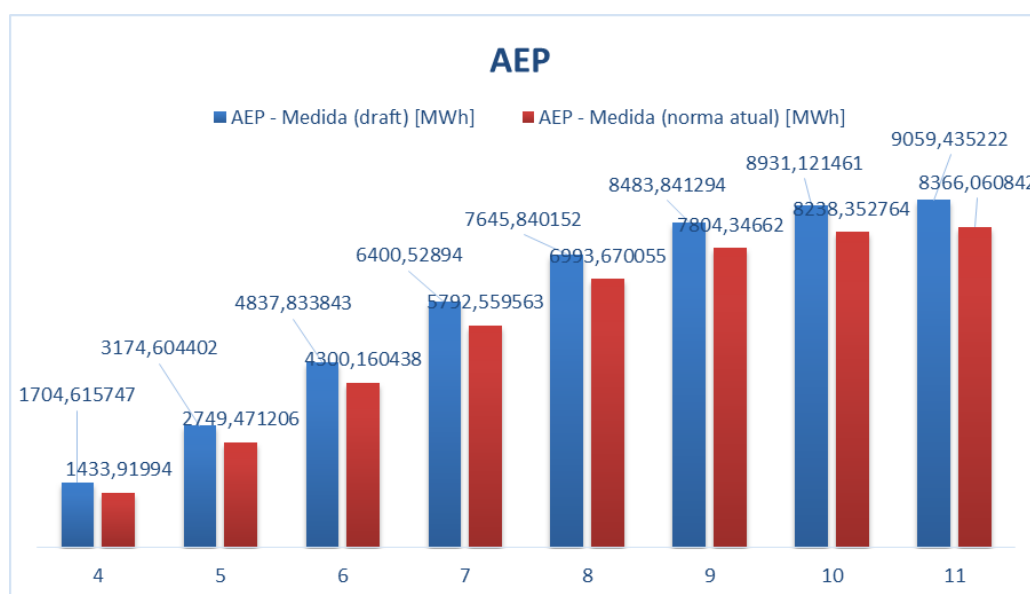


Figura 6-17: AEP medida pelo *draft* e pela norma atual.

Da mesma forma que na secção 6.2, a produção anual de energia quando se utiliza as considerações presentes no *draft* é sempre superior à produção anual de energia quando se aplica a norma atual.

## 6.4 Análise dos resultados e conclusões

Após os estudos realizados neste capítulo 6, podem-se já retirar algumas conclusões sobre a influência da opção por um dos dois documentos normativos (versão atual da norma IEC 61400-12-1:2005 Ed. 1.0 *draft* para a revisão da mesma) nos resultados finais.

A primeira é que a ausência de locais de análise onde os mastros de medição possuam sensores a diferentes níveis de altura impossibilita o cálculo de diferentes variáveis, tais como: o perfil de *shear* de vento (a utilizar na análise do SC), a definição da velocidade do vento equivalente do rotor e o cálculo de um perfil de *veer* de vento.

Do que resulta que, sem a possibilidade de traçar um perfil de *shear* no SC, não é possível analisar se o mesmo é correlacionado e/ou relevante nos dois mastros de medição. Isto limita a decisão na escolha do método a usar (SC com *shear* relevante ou negligenciável) e impede também a filtragem de dados, como por exemplo a exclusão de dados com *shears* não correlacionados (secção 5.10.7). Mesmo quando é decidido realizar o cálculo do SC com *shear* negligenciável, devido à diferença de cota entre ambos os mastros de medição (Secção 6.3) e assumindo que ele não é realmente correlacionado, será necessário filtrar o conjunto de dados para remover os dados com *shear* não correlacionado e, depois, utilizar o conjunto de dados filtrados (com *shear* correlacionado) e verificar a magnitude (relevância) dos mesmos, para dessa forma ser possível aplicar as considerações presentes na secção 5.10.7.

De tudo isto será fácil concluir que, para a análise da calibração do local (SC) de acordo com o estipulado no *draft* para revisão da versão atual da norma, será sempre necessário calcular o perfil de *shear* de vento nos dois mastros de medição.

Sendo assim, todas as correções calculadas pelo SC e reportadas neste capítulo 6 terão possivelmente um erro associado (uma incerteza), que pode adulterar a previsão da velocidade do vento no local da turbina eólica, levando a que os resultados de avaliação do desempenho da mesma (através da curva de potência) e da produção de energia anual (AEP) não sejam totalmente realistas, nem totalmente expressivos dos desenvolvimentos presentes no mencionado *draft*.

Por outro lado, devido à impossibilidade de calcular a velocidade do vento no mastro de medição em pelo menos três níveis de altura diferentes (secção 5.4.2, Figura 5-2), não puderam ser analisados outros desenvolvimentos relevantes constantes no *draft*, tais como: i) a aplicação da definição da velocidade do vento equivalente do rotor, que procura expressar numa única medida a evolução da velocidade do vento com a altura (ao longo de toda a área

do rotor da turbina); e ii) o cálculo de um perfil de *veer* de vento, que procura expressar a variação da direção do vento com a altura (ao longo de toda a área do rotor da turbina).

No entanto, a comparação dos resultados obtidos neste capítulo parece indiciar algumas tendências, ainda que não totalmente quantificáveis de momento e cuja verosimilhança se julga necessitar da análise de um maior número de casos de estudo.

Nesta linha de raciocínio, da análise das Figura 6-13 e 6-16 pode concluir-se que, quando se seguem os procedimentos constantes no *draft*, a curva de potência calculada apresenta quase sempre valores de potência de saída superiores aos calculados de acordo com a versão atual da norma, para um mesmo *bin* de velocidade de vento.

Da mesma forma, analisando as Figuras 6-14 e 6-17, pode concluir-se que a produção de energia anual (AEP), quando calculada de acordo com *draft*, apresenta valores superiores aos obtidos quando a mesma característica é calculada de acordo com o prescrito na versão atual da norma.

## Capítulo 7

# Conclusões e Trabalhos Futuros

### 7.1 Considerações finais

A versão atual da norma IEC 61400-12-1 - 1ª Edição, datada de 2005 - para medição da curva de potência de turbina eólicas, entrou em fase de revisão a partir de 2008, o que levou já à apresentação de uma proposta para uma nova edição (2ª Edição), que ainda se encontra na forma de CD - *Committee Draft*. Para efeitos de análise e recolha de comentários, este draft esteve em circulação, no interior do Comité Técnico TC 88 da Comissão Electrotécnica Internacional, até ao dia 01/11/2013.

Da consulta e análise do texto do referido *draft* conclui-se que os principais objetivos da futura 2ª edição da norma IEC 61400-12-1 são o de atender às exigências das turbinas eólicas que, de ano para ano, apresentam diâmetros e alturas cada vez maiores e o de reduzir os efeitos que a complexidade do terreno tem na avaliação do desempenho em potência das turbinas eólicas, traduzida na respetiva curva de potência.

A medição da velocidade do vento baseada na definição da velocidade do vento equivalente do rotor é o principal desenvolvimento metodológico. Tal abordagem deve-se ao facto de, nas últimas décadas, os dispositivos de teledeteção terem sofrido grandes desenvolvimentos tecnológicos. Desta forma, todas as abordagens técnicas presentes na revisão da norma procuram apresentar aperfeiçoamentos para as tecnologias permitidas para a medição da velocidade do vento, o que inclui dispositivos de teledeteção em conjunto com o emprego de mastros de medição ou com um mastro de medição com altura superior à altura do eixo do rotor da turbina eólica alvo de avaliação.

O *draft* apresenta claramente um processo de transição entre dois métodos de definição da velocidade do vento medida: velocidade do vento à altura do rotor da turbina (usada na versão atual da norma) para velocidade do vento equivalente do rotor (agora apresentada no *draft para revisão daquela*). No entanto, é de referir que este *draft* permite a utilização de ambas as definições para o caso de turbinas eólicas com diâmetros de rotor inferiores a 100 m.

O objetivo desta dissertação residiu precisamente na análise comparativa dos dois documentos normativos mencionados, com apuramento das suas principais diferenças e correspondentes consequências.



Assim e após quatro capítulos de índole introdutória, o capítulo 5 da presente dissertação procurou apresentar, de um modo o mais simples e conciso possível, as diferenças encontradas.

Já no capítulo 6 encontram-se reportados e analisados diversos ensaios executados pelo autor desta dissertação com o objetivo de comparar os resultados obtidos através da utilização dos métodos prescritos na versão atual da norma IEC 61400-12-1 com os métodos propostos no *draft* para revisão da mesma.

Tais estudos abrangem os cálculos da calibração do local (SC - *site calibration*), da curva de potência ( $C_p$  - *power curve*) e da produção anual de energia (AEP - *anual energy production*) relativos a uma turbina eólica; os diferentes casos típicos estudados referem-se a diferentes locais e, por conseguinte, a diferentes turbinas eólicas e tipos de turbinas eólicas. Todas as conclusões associadas aos resultados obtidos encontram-se analisadas e comentadas ao longo desse capítulo 6, não se considerando necessária a sua enumeração nestas conclusões.

De notar que o método de calibração do local segundo os pressupostos do *draft* e descrito pelo autor nesta dissertação, já foi utilizada pela Megajoule para atender a requerimentos de certos clientes.

Para a implementação prática dos métodos teóricos apresentados no capítulo 5, o autor utilizou a ferramenta informática *Microsoft Excel* através da criação de folhas de cálculo (ainda em desenvolvimento) que procuram facilitar a análise quer da calibração do local quer do cálculo da curva de potência segundo os métodos propostos no *draft*, sendo que as mesmas estão disponíveis para uso interno na Megajoule.

## **7.2 Sugestões para trabalhos futuros**

Como já referido, o *draft* para revisão da versão atual da norma IEC 61400-12-1 apresenta um conjunto de desenvolvimentos interessantes.

Um dos principais desenvolvimentos é a possibilidade de utilização de dispositivos de teledeteção na definição e avaliação de variáveis que influenciam a curva de potência das turbinas eólicas.

Dada a extensão e a complexidade com que este tema aparece tratado no *draft*, e tendo presente o tempo disponível para a realização do trabalho originador da presente dissertação, o emprego da teledeteção não foi analisada exaustivamente pelo autor. No entanto, considera-se que uma análise pormenorizada desta metodologia seria proveitosa, nomeadamente tendo em vista uma futura implementação da mesma dentro de um quadro normativo. Daí que seja aqui sugerida como uma proposta para um futuro trabalho nesta área.

Por outro lado, as secções 5.11 e 5.12 do *draft* apresentam novos métodos de análise de incertezas, em alguns casos associados às incertezas derivadas da utilização de dispositivos de

teledeteção, à utilização da definição da velocidade do vento equivalente do rotor e à consideração do perfil de *veer* de vento, entre outros.

Pelos mesmos motivos já expressos também não foi possível o estudo detalhado de todos estes novos métodos de análise de incerteza.

Assim, como qualquer avaliação do desempenho baseado no traçado da curva de potência de uma turbina eólica vem sempre acompanhada pelo estudo das incertezas associadas a todo o procedimento, também se considera como proveitosa uma análise pormenorizada de todos os novos métodos de análise de incerteza sugeridos no *draft*, bem como a forma prática da sua implementação normalizada. Daí que sejam aqui sugeridas como propostas para um futuro trabalho nesta área.

Para finalizar, julga-se importante referir que, devido a limitações técnicas (impossibilidade de medir a velocidade do vento em três níveis de altura diferentes ao longo do mastro de medição, quer utilizando anemómetros ou dispositivos de teledeteção ou ambos), não foi possível ao autor calcular a velocidade do vento segundo o prescrito no *draft*, ou seja, calcular a velocidade do vento equivalente do rotor que leva em consideração, simultaneamente, quer o *veer* de vento, quer o *shear* de vento.

Assim que tais limitações técnicas possam ultrapassadas, julga-se proveitoso que se realize a avaliação do desempenho de um turbina eólica através do traçado da sua curva de potência levando em consideração todos os novos desenvolvimentos presentes no *draft*. Daí que também seja aqui sugerida tal extensão como um futuro trabalho nesta área.

# Referências

- [1] IEC. *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. IEC 61400-12-1, Wind turbines - Part 12-1, 2005.
- [2] IEC. *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. IEC 61400-12-1 Ed. 2.0 Wind turbines - Part 12-1, 2011.
- [3] C-WET. *A Technical Note on Micro-siting of Wind Turbines*.
- [4] Pinho Monteiro, A. (2008). *Gestão de Projectos de Parques Eólicos - Contributos para a melhoria do Processo*. Tese de Mestrado em Engenharia Civil. Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto. Páginas 36-44.
- [5] Lima, N. F.L. (2011). *Metodologias de avaliação do desempenho de parques eólicos*. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica. Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto. Páginas 11-28.
- [6] Jervell, J. T. (2008). *Estudo da influência das características do vento no desempenho de turbinas eólicas*. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica. Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto.
- [7] Rodrigues, P. R. (2011). *Energias renováveis - Energia Eólica*. Livro Digital. *Consórcio de Universidades Europeias e Latino-Americanas em Energias Renováveis - JELARE - Editora Unisul*. Páginas 15-20.
- [8] Albers, A., Gerdes, G., DEWI. (1999). *Wind Farm Performance Verification Magazin Nr. 14*. February 1999, DEWI. Germany. Páginas 24-30.
- [9] Mellinghoff, H. (2005). *Development of power curve Measurements standards*. DEWI GmbH, Wilhelmshaven. Germany.
- [10] Brown, C. (2012). *Fast Verification of Wind Turbine Power Curves: Summary of Project Results*. Technical University of Denmark Kongens Lyngby July 13, 2012. Páginas 2-10.
- [11] U. Bunse, H. Mellinghoff. *Influences of Vertical Wind Profiles on Power Performance Measurements*. DEWI GmbH, Ebertstr. 96, D - 26382 Wilhelmshaven. Germany.
- [12] Zubiaur, H., Galaviz, O., Cordon, R., Martinez, R., Pinedo, J., Ortiz, D. (2013). *Wind flow characteristics using sodar and lidar*. Poster. Barlovento Recursos Naturais S. L. Chicago.
- [13] Clive, P. J. M. (2011). *Remote sensing best practice*. Technical Development Officer, SgurrEnergy Ltd. EWEA, Offshore 2011. Scotland.

- [14] Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. Diretoria de Metrologia Científica e Industrial - Dimci. Divisão de Metrologia Mecânica - Dimec. (2008). *A estimativa da incerteza de medição pelos métodos do ISO GUM 95 e de simulação de Monte Carlo*. INMETRO-DIMCI-DIMEC-LAPRE. Brasil
- [15] Rareshide, E., Tindal, A., Johnson, C., Graves, A., Simpson, E., Bleeg, J., Harris, T., Schoborg, D. (2009) Effects of Complex Wind Regimes on Turbine Performance. *In: Podium presentation at the AWEA WINDPOWER Conference, Chicago, May 2009.*
- [16] CYBERHAWK, *Aerial Inspection and Surveying Specialists*. Cyberhawk featured in ReNews following a recent met mast inspection for Forewind.

## **Anexo - Perfil da Empresa**

### **A empresa**

Fundada em 2004, a MEGAJOULE é uma empresa privada portuguesa dedicada à consultoria em energias renováveis, líder na avaliação de recursos eólicos em Portugal, um dos dez principais mercados mundiais de energia eólica.

Os serviços da MEGAJOULE cobrem uma grande variedade de tópicos relacionados com a avaliação de recursos eólicos, desde a avaliação de locais a estudos de avaliação do potencial eólico, passando pelo planeamento e condução de campanhas de medição das características do vento e por auditorias e projetos. Adicionalmente, a MEGAJOULE também disponibiliza serviços relacionados com outras fontes renováveis de energia, nomeadamente avaliação de recurso solar e biomassa.

A MEGAJOULE tem a honra de ter como clientes, em Portugal, alguns dos maiores promotores de projetos, investidores, fabricantes de aerogeradores e bancos, bem como de merecer a confiança de diversas empresas internacionais.

A MEGAJOULE é membro da Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA), da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) e da Associação Polaca de Energia Eólica (PWEA).

Os membros da equipa da MEGAJOULE participam regularmente em comissões técnicas de normalização da IEC (Comissão Electrotécnica Internacional), na TPWind (Plataforma Tecnológica Europeia para a Energia Eólica) e no Comité de Programa das conferências Europeias de energia eólica.

### **Consultoria durante o desenvolvimento de projetos**

A MEGAJOULE presta apoio de consultoria em todas as fases do desenvolvimento do projeto.

Desde a emissão de pareceres sobre a valia de um local ainda não estudado, à medição de ventos, ao apoio na elaboração da configuração do parque, avaliação de diferentes soluções tecnológicas e respectiva estimativa da produção anual de energia eléctrica, a MEGAJOULE presta serviços que combinam a proximidade e a elevada flexibilidade de um departamento interno com independência e análise profunda de uma consultora independente.

## **Serviços de medição de vento**

A MEGAJOULE encarrega-se do planeamento e condução de campanhas de medição das características do vento para os seus clientes.

A MEGAJOULE assegura o acompanhamento da campanha de medições, deteção de avarias, validação regular dos dados de vento e emissão de relatórios de apresentação de resultados.

## **Avaliação de recursos eólicos e estimativas de produção de energia elétrica**

A MEGAJOULE tem vindo a elaborar estudos de avaliação de recursos eólicos e de estimativa da produção anual de energia elétrica de parques eólicos, somando já perto 10 GW de potência nominal.

Os estudos realizados pela MEGAJOULE têm sido credores de boa reputação por promotores, investidores e financiadores de projetos.

## **Simulação avançada do escoamento atmosférico**

Numa fase de implementação de um parque eólico, e mesmo da sua operação, a MEGAJOULE pretende apresentar serviços que possam continuar a ser úteis para os seus clientes.

A verificação das garantias de desempenho, em particular pela medição da curva de potência, bem como a análise do funcionamento de parques, são serviços disponibilizados pela MEGAJOULE.

## **Verificação do desempenho de parques eólicos**

Numa fase de implementação de um parque eólico, e mesmo da sua operação, a MEGAJOULE pretende apresentar serviços que possam continuar a ser úteis para os seus clientes.

A verificação das garantias de desempenho, em particular pela medição da curva de potência, bem como a análise do funcionamento de parques, são serviços disponibilizados pela MEGAJOULE.